

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности технологии подготовки нефтяного газа на нефтегазоконденсатном месторождении

УДК 622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Самарин Алексей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ

На выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Самарин Алексей Александрович

Тема работы:

Повышение эффективности технологии подготовки нефтяного газа на нефтегазоконденсатном месторождении	
Утверждена приказом директора	28.02.2020, №59-114/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, технический регламент установки подготовки газа, нормативные документы, проект разработки месторождения, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Направления и технологии использования нефтяного газа 3. Технологии отбензинивания газа 4. Постановка задачи исследования 5. Объект и методы исследования 6. Исследование влияния способов дополнительной

	осушки попутного нефтяного газа на качество продукции 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность 9. Заключение
Перечень графического материала	1. Актуальность, цели и задачи ВКР 2. Технология действующей установки подготовки нефтяного газа на месторождении <i>K</i> 3. Моделирование технологии низкотемпературной сепарации и низкотемпературной абсорбции 4. Моделирование технологии низкотемпературной конденсации 5. Расчет пропан-бутанового испарителя 6. Результаты исследования 7. Экономическая эффективность установки пропан-бутанового испарителя 8. Заключение
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Технологии отбензинивания газа	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Самарин Алексей Александрович		02.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Самарин Алексей Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Капитальные вложения на покупку оборудования и на зарплату монтажной бригады.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость ежегодного обслуживания, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений,
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой технологии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Самарин Алексей Александрович		03.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Самарину Алексею Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Оценка эффективности вариантов рециркуляционной технологии использования метанола при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: установка комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатного месторождения <i>К</i>.</p> <p>Область применения: нефтегазовое дело, подготовка попутного нефтяного газа.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1 Правовые нормы на опасном производственном объекте 1.2 Организационные мероприятия при работе на опасном производственном объекте	<p>специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве работ повышенной опасности);</p> <p>Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению 2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	<ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибраций – отклонение показателей климата на открытом воздухе – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу – пожаровзрывоопасность – наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением – электрический ток – опасность поражения электрическим током; – опасность механических повреждений

3. Экологическая безопасность: 3.1 Защита окружающей среды 3.2 Защита атмосферы 3.3 Защита поверхностных и подземных вод 3.4 Защита литосферы	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы вредных паров, газов, веществ); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы сточных вод и ВМР, жидких углеводородов);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1 Нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов 4.2 Взрывопожароопасность 4.3 Молниезащита, защита от статического электричества	<ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при эксплуатации оборудования; – перечень возможных ЧС на объекте: пожары и взрывы на объекте, удары молнией, статическое электричество, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов; – выбор наиболее типичной ЧС: - пропуск газа во фланцевых соединениях из-за превышения давления. – разработка мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Самарин Алексей Александрович		03.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа 115 с., 23 рис., 22 табл., 34 источника, 1 прил.

Ключевые слова: месторождение, нефть, попутный нефтяной газ, сепарация, моделирование, товарный газ, конденсат, пропан-бутановая смесь, испаритель.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатного месторождения *К*.

Цель работы: обеспечение качества товарного газа в летний период работы установки подготовки за счет снижения содержания компонентов C_3 – C_4 .

В процессе исследования проводился анализ методов подготовки нефтяного газа, изучение действующей технологии подготовки нефтяного газа на месторождении *К*, моделирование процессов подготовки газа в программном комплексе Aspen HYSYS, расчет пропан-бутанового испарителя.

В результате исследования установлено, что дополнительного извлечения компонентов C_3 – C_4 можно добиться, понизив температуру входного потока газа используя технологию низкотемпературной конденсации с внешним холодильным циклом. Для этого предложено использовать пропан-бутановый испаритель. Причем, необходимый объем пропан-бутана будет получен на установке деэтанзации и стабилизации конденсата месторождения *К*.

В результате температура входного потока газа понизится с 37 до 24 °С, что приведет к снижению температуры точки росы по углеводородам с 0 до минус 23 °С.

По расчетным характеристикам подобран реальный испаритель марки 1000ИХ-I-10-1,6-M1/25Г-4-4-У-И производства ЗАО «НЕФТЕГАЗХИММАШ».

Технология низкотемпературной конденсации позволит установке комплексной подготовки газа работать в летний период года, что даст возможность дополнительно получать 211,6 млн.м³/год осушенного газа и 39,7 тыс.т/год смеси пропан-бутана технического.

Обозначения и сокращения

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

УВ – углеводороды;

ГКС – газокompрессорная станция;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

УКПГиК – установка комплексной подготовки газа и конденсата;

НТС – низкотемпературная сепарация;

НТК – низкотемпературная конденсация;

АВО, ВХ – аппарат воздушного охлаждения;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

УПГ – установка подготовки газа;

ГО – осушенный газ;

СК – стабильный газовый конденсат;

СПБТ, ПБФ – смесь пропан-бутан технический;

ТТР – температура точки росы;

ПИРГ – пункт измерения расхода газа;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата.

Оглавление

Введение	12
1 Направления и технологии использования нефтяного газа	14
2 Технологии отбензинивания газа	19
2.1 Метод низкотемпературной сепарации	19
2.2 Метод низкотемпературной конденсации	28
2.3 Адсорбционный метод	29
2.4 Абсорбционный метод	31
3 Постановка задачи исследования	34
4 Объект и методы исследования	35
4.1 Геологическая характеристика месторождения	37
4.2 Физико-химические свойства флюида	37
4.3 Нефтеносность и литолого-петрофизическая характеристика пластов	37
4.4 Характеристика действующей установки подготовки газа	37
4.5 Моделирующая программа Aspen HYSYS	46
5 Исследование влияния способов дополнительной осушки попутного нефтяного газа на качество продукции	52
5.1 Технология действующей установки подготовки нефтяного газа на месторождении К	52
5.2 Моделирование технологии низкотемпературной сепарации и низкотемпературной абсорбции	57
5.3 Моделирование технологии низкотемпературной конденсации	60

5.4	Расчет пропан-бутанового испарителя	65
5.5	Обсуждение результатов	69
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	74
6.1	Расчет капитальных вложений	74
6.2	Расчет дополнительных эксплуатационных издержек	76
6.3	Расчет экономических показателей	77
7	Социальная ответственность	81
7.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
7.2	Производственная безопасность	84
7.3	Экологическая безопасность	91
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
	Заключение	97
	Список использованных источников	99
	Приложение А	102

Введение

Попутный нефтяной газ является углеводородными газами, сопутствующие нефти и выделяющиеся при ее добыче на нефтяных и газонефтяных месторождениях. Они находятся в нефти в растворенном виде и выделяются из нее вследствие снижения давления при подъеме на поверхность земли.

Попутный нефтяной газ – ценный энергетический и химический ресурс. Поэтому для сохранения его потенциала важно качественно подготовить его в промысловых условиях в соответствии с выбранным направлением использования. При этом нужно обеспечить и высокие потребительские качества газа, и экономически оправданные затраты.

Правительство Российской Федерации постановило, что использование попутного нефтяного газа должно составлять не менее 95 % от объема его добычи. Не все методы утилизации попутного нефтяного газа эффективны для различных по объемам и условиям добычи месторождений, следует учитывать их преимущества и недостатки, а также особенности и эффективность каждого метода.

Главная сложность использования попутного нефтяного газа заключается в том, что его состав представляет собой смесь углеводородов. Состав может меняться в широких пределах в зависимости от состава скважинной жидкости, а также давления и температуры. Проблемы использования ПНГ заключаются в высоком содержании тяжелых углеводородов в газе, а именно: высокая сложность технологии их выделения, и проблемы дальнейшего использования продуктов, включая вопросы транспорта.

Одним из способов использования нефтяного газа является его закачка (сдача) в единую газотранспортную сеть. Но для этого требуется подготовка ПНГ с целью извлечения газового конденсата и удаления из него влаги до точки росы, исключаящей гидратообразование при дальнейшем движении по газопроводу. Для эффективного отбензинивания газа на месторождениях

существуют установки комплексной подготовки газа и конденсата. На нефтегазоконденсатном месторождении *К* Томской области для подготовки нефтяного газа применяют технологию низкотемпературной сепарации, которая заключается в конденсации паров влаги и растворённых в газе тяжёлых углеводородов при температурах от минус 10 до минус 30 °С.

На месторождении *К* компания столкнулась с проблемой недостаточного охлаждения потока газа в летнее время на установке комплексной подготовки газа, ведущей к не полному извлечению газового конденсата и влаги, что влечет за собой снижение физико-химических показателей газа, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам, а также к перегреву основного технологического оборудования.

Актуальность данной проблемы состоит в том, что из-за недостаточно низкой температуры сепарации газа эксплуатация установки комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатного месторождения *К* в летний период невозможна, что влечет за собой экономические потери, связанные с простоем оборудования и снижением добычи. В настоящее время у компании нет единого решения данной проблемы.

Поиску способа достижения требуемого качества подготовленного газа и посвящена настоящая выпускная квалификационная работа.

Личный вклад заключается в сборе исходных данных для моделирования технологий подготовки газа, проведении расчетного исследования вариантов отбензинивания и охлаждения нефтяного газа, и разработке форм представления результатов.

Новизна работы заключается в предложении использования метода низкотемпературной конденсации для понижения температуры нефтяного газа на входе в установку комплексной подготовки на месторождении *К*.

Практическая значимость работы в том, что при предложенном способе дополнительного охлаждения газа, установка комплексной подготовки сможет обеспечить более глубокое извлечение из него компонентов C_3-C_4 и, как следствие, требуемое качество товарного нефтяного газа в летний период год.

1 Направления и технологии использования нефтяного газа

Правительство Российской Федерации постановило, что нефтяные компании должны обеспечить показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках с 2012 года в размере не более 5 %. За превышение этого показателя будут применяться штрафные санкции.

С 1 января 2012 года вводятся новые методы расчета штрафных санкций за загрязнение атмосферы при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках, утвержденные Постановлением Правительства РФ № 7 от 08.01.2009 года. Превышение показателя в 5% сжигания газа на предприятиях нефтегазовой отрасли от объема добываемого попутного нефтяного газа приведет к увеличению платежей за выбросы более чем в 50 раз. Стоимость штрафов за выбросы вредных веществ увеличена в 4,5 раза, а в случае невыполнения данного показателя – в 24 раза.

С вводом новых правил, все компании нефтегазовой отрасли уже на протяжении нескольких лет реализуют программы по использованию попутного нефтяного газа для энергообеспечения собственных нужд на промыслах, а также ищут способы получения прибыли с переработки нефтяного газа. В добыче попутный нефтяной газ активно используется для выработки собственной тепло- и электроэнергии, а также в качестве топлива для путевых подогревателей нефти.

В состав попутного нефтяного газа входит широкая фракция легких углеводородов, которая меняет свой состав в широких пределах. Таким образом, приходится решать задачи, связанные с подготовкой газа и методом его использования [1].

Перед использованием попутный нефтяной газ необходимо подготовить. Подготовка заключается в извлечении тяжелых углеводородов, механических примесей и содержание метана должно составлять не менее 80%. Состав попутного газа в России представлен в таблице 1 [1].

Таблица 1 – Средний состав попутного газа в России

Компонент	Значение, %
Метан	60–65
Этан	6–12
Пропан	8–14
Изобутан	3–5
Бутан	3–5
Жидкие углеводороды	5
Примеси	4
Вода	Не более 1

Основными путями утилизации попутного нефтяного газа являются:

1. Сжигание

Самым простым способом утилизации попутного нефтяного газа является его сжигание на факельных установках, которые располагаются непосредственно на месторождении [2].

2. Переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ)

Попутный нефтяной газ с помощью небольших мобильных технологических установок можно разделить на метан, этан и пропан-бутан. Метан и этан закачиваются в газотранспортную сеть, а пропан-бутан закачивается в цистерны и отправляется потребителям.

Газ поставляется на крупные газоперерабатывающие заводы, где разделяется на метан (сухой отбензиненный газ) и широкую фракцию легких углеводородов. Сухой газ поставляется в магистральную газотранспортную сеть. А ШФЛУ, в отличие от неглубокой переработки, направляется на дальнейшие переделы для получения широкой линейки нефтехимических продуктов [2].

3. Генерация электроэнергии

Попутный нефтяной газ может использоваться в качестве топлива для выработки электроэнергии непосредственно на нефтяных месторождениях или поблизости от них [3].

4. Закачка в пласт для поддержания пластового давления

После отделения от нефтяной жидкости попутный нефтяной газ собирается и закачивается обратно в нефтяной пласт [2].

5. Газлифт

Газлифт является одним из способов искусственного подъёма жидкости при добыче углеводородов. Способ заключается в использовании попутного нефтяного газа для закачки в скважину. Нефть из пласта поднимается на поверхность энергией газа. Газлифтный способ позволяет получать высокие отборы жидкости из скважин. Конструкции газлифтного типа надежны и легки в эксплуатации. Достигаются более высокие показатели утилизации нефтяного газа. Газ, закачиваемый в скважину, впоследствии может быть вновь использован, хотя и требует повторной компрессии перед закачкой.

6. Закачка в газотранспортную сеть

Нефтяной газ можно направить в магистральный газопровод для продажи потребителям в составе обычного природного газа. Однако закачка попутного нефтяного газа в газотранспортную сеть связана с рядом технологических ограничений. Попутный нефтяной газ должен быть осушен, очищен от аэрозолей, сероводорода, меркаптанов и большей части тяжелых углеводородов [2]. Газ, подаваемый в магистральный газопровод, должен удовлетворять требованиям отраслевого стандарта СТО Газпром 089-2010 и техническими условиями, которые разработаны на их основе. В соответствии с данным документом, температура точки росы по воде для холодного макроклиматического района равна минус 20°С в зимний период и минус 14 °С в летний при условии абсолютного давления равного 3,92 МПа. Температура точки росы по углеводородам – минус 10°С в зимний период и минус 5°С в летний при условии абсолютного давления в диапазоне от 2,5 до 7,5 МПа [4].

Природный газ содержит механические примеси, к твердым примесям относятся оксиды алюминия, соединения кремния, железа, кальция, магния, серы и другие; к жидким и газообразным – вода, ее пары, и тяжелые углеводороды. Механические примеси, содержащиеся в газе, способствуют развитию эрозии, износу газопроводов и оборудования компрессорных станций, засоряют контрольно-измерительные приборы и увеличивают вероятность аварийных ситуаций на КС, ГРС и газопроводах [1].

Содержание сероводорода выше допустимых пределов способствует развитию коррозии внутренней поверхности газопроводов, газоперекачивающих агрегатов, арматуры и загрязнению атмосферы помещений токсичными продуктами. Кислород из атмосферы попадает в газопровод и оборудование КС при строительстве и ремонте в результате недостаточной продувки. Наличие кислорода в природном газе может привести к образованию взрывоопасных смесей или выделению элементарной серы при наличии сероводорода. Содержание диоксида углерода снижает калорийность газа.

Наличие влаги в газе вызывает коррозию газопроводов и оборудования КС, а также образование кристаллогидратов. Для предотвращения этого необходимо, чтобы точка росы газа по влаге была на 5 °С ниже наиболее низкой температуры газа при транспортировке его по газопроводу [3].

Тяжелые углеводороды в газе вызывают опасность конденсации их при определенных термодинамических условиях транспортирования газа. Это наряду с содержанием влаги снижает пропускную способность газопроводов и увеличивает мощность, необходимую для транспортировки.

Наличие паров воды в углеводородных газах связано с контактом газа и воды в пластовых условиях, а также с условиями их последующей обработки (сепарации, очистки от примесей и др.) [6].

Присутствие в газе влаги нежелательно (а иногда опасно) для процесса его транспортировки, поскольку влага может выпадать в чистом виде или в виде гидратов с углеводородами, приводя к осложнениям в работе систем транспортного устройства. Нежелательна влага в газе, если последующая его переработка ведется при низких температурах, при этом точка его росы должна быть ниже температур технологической переработки газа [3].

Для использования попутного нефтяного газа его следует подготовить. Этапы подготовки состоят из:

- придания требуемого давления;
- очистки от сернистых компонентов;
- стабилизации и отбензинивания;

- осушки;
- очистки от мехпримесей.

Цель отбензинивания попутного нефтяного газа – удаление капельной жидкости. Удаление капельной жидкости происходит в три этапа:

- 1) компримирование в компрессорах;
- 2) охлаждение в теплообменнике;
- 3) сепарация.

На крупных и средних месторождениях рациональным и экономически выгодным решением использования попутного нефтяного газа является монтаж стационарных установки подготовки заводского типа. Для средних и малых месторождений требуется индивидуальный подход к обоснованию проекта использования попутного нефтяного газа с учетом экономической выгоды [6].

Таким образом, не все методы утилизации попутного нефтяного газа эффективны для различных по объемам и условиям добычи месторождений, следует учитывать их преимущества и недостатки, а также особенности и эффективность [6].

Благодаря стремительному росту добычи нефти, газа и конденсата на нефтегазоконденсатном месторождении *К* Томской области в 2017 году ввели в эксплуатацию установку комплексной подготовки газа и конденсата, которая позволила снизить сжигание попутного газа до 1%.

2 Технологии отбензинивания газа

2.1 Метод низкотемпературной сепарации

Метод заключается в понижении температуры потока попутного нефтяного газа за счет дросселирования избыточного давления и разделения образовавшихся жидкой и газовой фаз, а также вихревого эффекта. Основными параметрами, влияющими на эффективность процесса НТС, являются давление, температура, состав исходной смеси, степень равновесия системы при сепарации и КПД сепаратора. При анализе причин низкой эффективности промышленных установок обращалось внимание главным образом на низкую эффективность сепарационных аппаратов и нарушения температурного режима НТС [2].

По мере разработки газоконденсатных месторождений для поддержания заданного уровня добычи жидких УВ из-за облегчающегося состава исходной смеси необходимо снижать температуру сепарации. Поэтому на снижение эффективности НТС в процессе эксплуатации объективно влияют одновременно два фактора: облегчение состава пластовой смеси и повышение температуры сепарации. Для нефтяных месторождений характерно увеличение плотности углеводородной смеси и увеличение жидких компонентов в попутном нефтяном газе.

Процесс дросселирования – изоэнтальпийный и при термобарических условиях функционирования установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному снижению температуры обрабатываемого газа: от 3 до 4,5 °С на 1 МПа. Расширение газа в турбодетандере (изоэнтропийный процесс) позволяет более эффективно использовать перепад давления газа [7].

За рубежом метод НТС впервые был апробирован в США для извлечения жидких УВ из продукции скважин газоконденсатных месторождений в 1950 г. Теоретические проработки рассматриваемой технологии во ВНИИГАЗе начаты в 1953 г. процесс НТС в отечественной практике впервые реализован на

промыслах Краснодарского края в 1959 г. В то время не имелось собственного опыта проектирования, строительства и эксплуатации установок НТС [8].

В северных условиях технология НТС впервые в России была применена на уникальном Вуктыльском газоконденсатном месторождении, потенциальное содержание конденсата в котором доходило до 400 г/м^3 . Аналогичная технология была разработана и реализована в восьмидесятых годах при обустройстве гигантских северных месторождений – Уренгойского и Ямбургского [9].

В настоящее время основным низкотемпературным процессом промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений России является процесс низкотемпературной сепарации с охлаждением газа за счет расширения газа. Расширение газа можно осуществлять двумя способами: без совершения внешней работы – расширение в дросселе (дросселирование); с совершением внешней работы – расширение газа в детандерах (детандирование) [6].

Дросселирование газа

Явление изменения температуры реального газа при его дросселировании получило название дроссельного эффекта, или эффекта Джоуля-Томсона. Дроссельный эффект считается положительным, если при дросселировании газ охлаждается, и отрицательным, если газ нагревается.

Температура газа, при которой дроссельный эффект обращается в нуль, называется инверсионной. Большинство газов имеют высокую инверсионную температуру и при дросселировании охлаждаются. Отрицательным дроссельным эффектом обладают водород и гелий, которые в отличие от других газов, при дросселировании нагреваются. Величина дифференциального дроссель-эффекта зависит от состава газоконденсатной смеси и возрастает с понижением температуры газа до дросселя [7].

Изменение температуры газа (жидкости) в процессе изоэнтальпийного расширения при значительном перепаде давления на дросселе называется интегральным дроссель эффектом. Он может вычисляться из соотношения [5]:

$$T_1 - T_2 = \int_{P_2}^{P_1} \mu_i dp$$

Приближенно конечную температуру газа в процессе дросселирования можно определить по формуле:

$$\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} = \frac{3,57 P_{np}^{1/4}}{c_p \times T_{np1}} [0,005 \times 10^{-3} \times \ln \frac{P_1}{P_2} + 0,29 \times 10^{-7} (P_1^2 - P_2^2) - 209 \times 10^{-7} (P_1 - P_2)],$$

Изменение температуры газа при адиабатическом изоэнтропийном расширении газа:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}},$$

где T_i , P_i - температуры и давления до и после расширения, К, Па; k – показатель адиабаты [5].

Простейший вариант технологии НТС представлен на рисунке 1 [10].

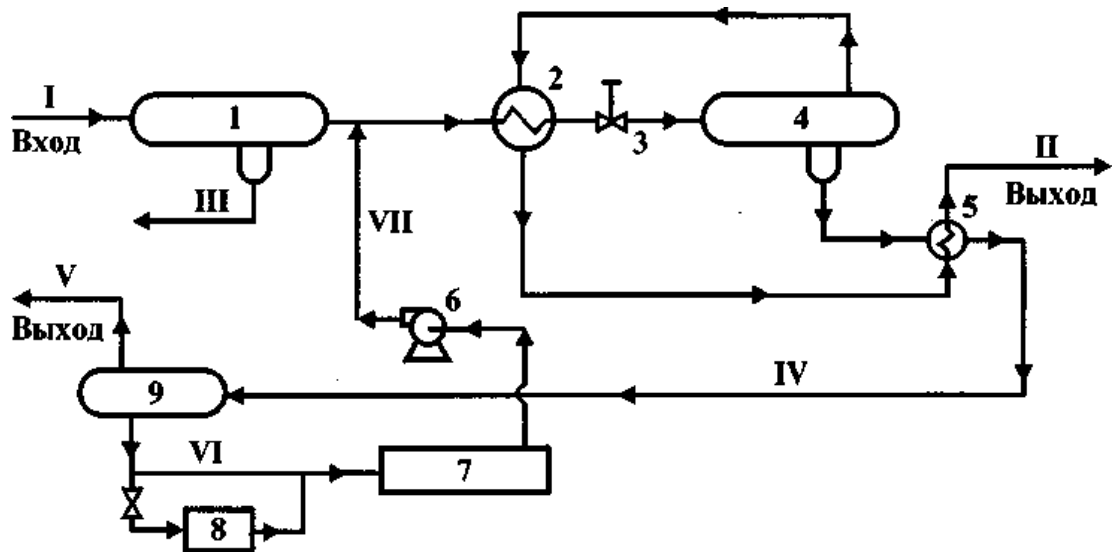


Рисунок 1 – Схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин [10]:
 1, 4 – сепараторы; 2, 5 – теплообменники; 3 – штуцер (дроссель); 6 – насос; 7 – установка регенерации гликоля; 8 – фильтр; 9 – трехфазный разделитель; I – сырой газ; II – сухой газ; III – конденсат газовый и вода; IV – конденсат газовый и насыщенный гликоль; V – конденсат газовый; VI – гликоль насыщенный; VII – гликоль регенерированный

Сырой газ со скважин поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор 1, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат, выпавшие в стволах скважин и газосборных сетях. Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник 2 типа "газ – газ" для рекуперации холода с дросселированного газа, где охлаждается на 10–15 °С и более.

Охлажденный газ из теплообменника подают на расширительное устройство 3, после которого его температура вследствие эффекта Джоуля-Томсона понижается от минус 10 до минус 30°С. После дроссельного устройства 3 обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4, где от него отделяется жидкая фаза (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов (C_{5+}) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с «сырым» газом и далее поступает в газопровод в качестве товарного продукта. Эффективность охлаждения газа посредством использования процесса изоэнтальпийного расширения газа с рекуперацией холода может достигать от 10 до 12°С на 1 МПа свободного перепада.

Представленную на рисунке 1 принципиальную схему технологии НТС следует назвать схемой с двухступенчатой сепарацией газа. Ступеней сепарации газа может быть и больше двух. Так, если включить в технологическую схему перед дросселем дополнительный промежуточный сепаратор (после теплообменника 2 перед дросселем 3), то сепарация природного газа станет трехступенчатой [10].

Детандирование газа

Степень извлечения углеводородов в процессах НТС зависит от таких факторов, как уровень температуры, который достигается в процессе расширения сырьевого газа и эффективность расширительного устройства. Так расширение газа с перепадом давления с 11 до 3,5 МПа (изб.) на дроссельном клапане вызывает понижение температуры в сепараторе, что в свою очередь дает извлечение углеводородов C_{3+} не более 70 %. Применение детандера при таком

же перепаде давлений дает возможность снизить температуру в низкотемпературном сепараторе и увеличить степень извлечения до 82 % [11].

Работа турбодетандерных агрегатов, предназначенных для получения холода в установках НТС, основана на принципе политропического расширения газа с совершением внешней работы. Внешнюю работу можно использовать для вращения вала компрессора, в котором газ дожимается до давления, равного давлению в газопроводе [12].

Хладопроизводительность турбодетандерного агрегата зависит от степени расширения газа и обеспечивает поддержание низкотемпературного режима сепарации газа на установке НТС на завершающих стадиях эксплуатации месторождений. В газовой промышленности используют турбодетандерные агрегаты (детандер-компрессор, рисунок 2) [12].

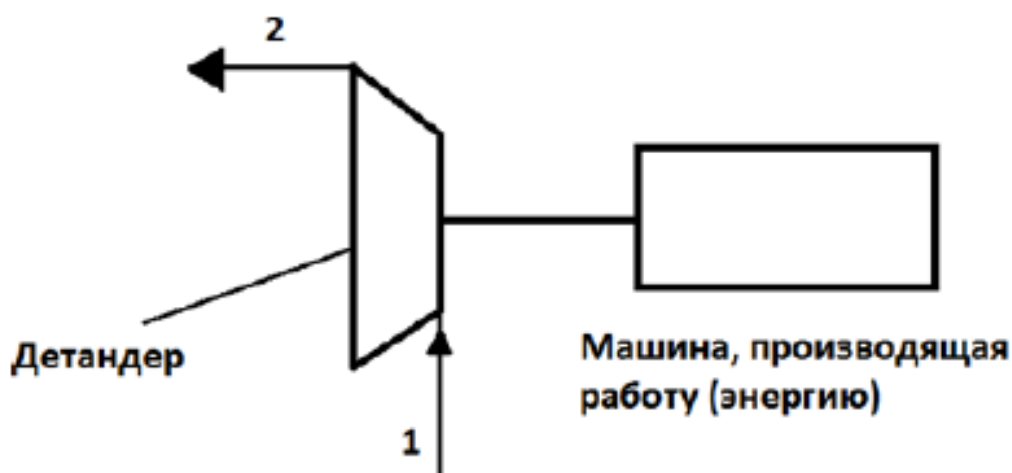


Рисунок 2 – Схема охлаждения газа в детандере [12]:

1 – газ высоконапорный; 2 – газ низконапорный

Эффективность технологии НТС с ТДА зависит от надежности и эффективности работы турбохолодильного, теплообменного и сепарационного оборудования, в связи с этим на начальной стадии освоения новых технологий, оборудования и машин высока роль научной организации, осуществляющей технологическое сопровождение эксплуатации.

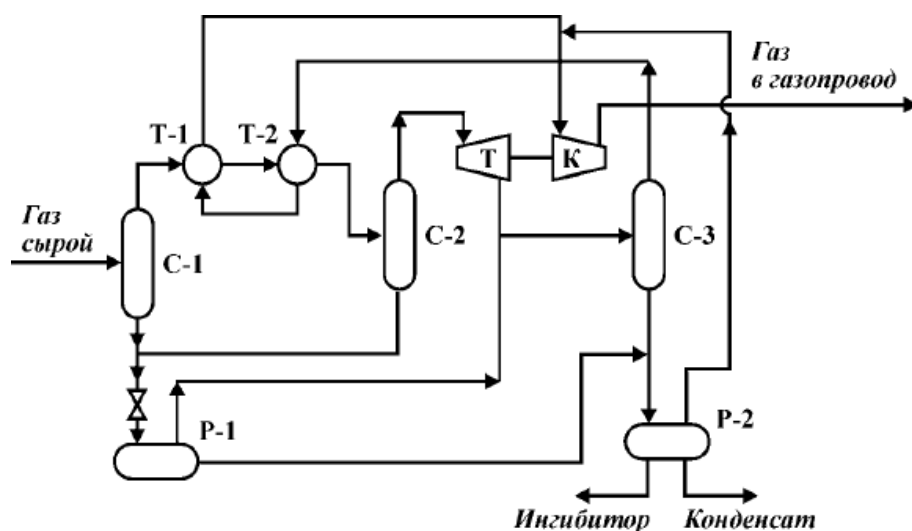


Рисунок 3 – Схема установки НТС с турбодетандером [10]:

С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2 – теплообменники; Т – турбодетандер; К – компрессор; Р-1, Р-2 – разделители жидкости

По сравнению с технологией дросселирования, использующей изоэнтальпийное расширение, термодинамически эффективная технология детандирования обладает следующими преимуществами:

- 1) существенного снижения требуемого перепада давления для достижения необходимой температуры газа;
- 2) более позднего ввода дожимной компрессорной станции, причем с меньшим давлением нагнетания;
- 3) достижения значительно более низких температур газа при том же перепаде давления;
- 4) безальтернативности применения турбодетандерного агрегата для подготовки газа месторождений крайнего севера, на которых требуется не только обеспечить минимальные температуры НТС, но и отрицательную температуру подготовленного газа на выходе из установки (на входе в газопровод). В первую очередь это касается летнего сезона, когда охлаждение газа за счет аппарата воздушного охлаждения резко сокращается или прекращается вовсе, при этом вынужденно снижается рекуперация холода в теплообменниках «газ–газ» [11].

Сверхзвуковая сепарация газа

Сверхзвуковой сепаратор – это термогазодинамический сепаратор, в канале которого реализуются сверхзвуковые скорости потока. За счет реализации высоких скоростей, соответствующих по величине числу Маха M от 1.3 до 2, удается понизить температуру газа на 70°C и более градусов, и таким образом обеспечить условия для конденсации и сепарации тяжелых фракций, содержащихся в газе. Данные сепараторы используются в нефтяной и газовой промышленности для извлечения из природного газа целевых фракций, таких как углеводородный конденсат, пропан-бутановая и этановая фракции. Схема сверхзвукового сепаратора показана на рисунке 4 [13].

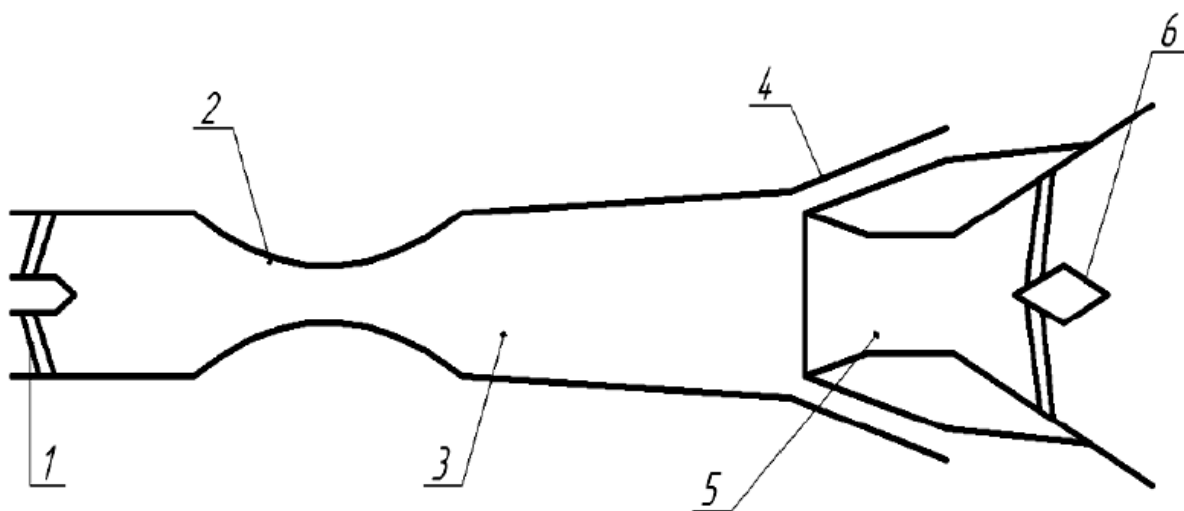


Рисунок 4 – Схема сверхзвукового сепаратора [13]:

1 – завихряющее устройство; 2 – сопло Лавалья; 3 – рабочая секция; 4 – двухфазный сепаратор газ-жидкость; 5 – диффузор; 6 – направляющий аппарат

В таком сепараторе входной поток газа закручивается в лопатках неподвижного завихрителя 1, далее закрученный поток ускоряется до сверхзвуковой скорости в сверхзвуковом сопле Лавалья 2. В сверхзвуковом потоке за счет преобразования потенциальной энергии газа в кинетическую энергию происходит сильное охлаждение газа. Охлажденный поток направляется в рабочую часть 3, в которой происходит конденсация тяжелых фракций природного газа и воды. Образующиеся капли за счет центробежных сил, обусловленных закруткой потока, двигаются к стенкам рабочей части. На

выходе из рабочей части формируется центральное ядро потока, очищенное от целевых фракций, и пристеночный двухфазный пограничный слой, состоящий из жидких углеводородов, воды и газа, который выводится посредством двухфазного сепаратора газ-жидкость. Посредством щелевого отбора двухфазный пристеночный слой отделяется от ядра потока и направляется в диффузор 5, в котором происходит торможение потока [13].

Вихревой эффект

Альтернативным способом низкотемпературной сепарации является применение установок на основе вихревой трубы Ранка-Хилша. Суть вихревого эффекта заключается в разделении газа при закручивании в цилиндрической или конической камере на две фракции. На периферии образуется закрученный поток с большей температурой, а в центре – закрученный охлажденный поток, причем вращение в центре происходит в другую сторону, чем на периферии. На рисунке 5 представлена одна из возможных конструкций вихревой трубы [6]. Вихревой эффект был обнаружен французским инженером Ранком в 1931 году и экспериментально изучен немецким физиком Хилшем в 1946 году. Начало реального применения этого эффекта в технике приходится на середину пятидесятих годов, в первую очередь в малорасходных вихревых трубах (ВТ) индивидуального кондиционирования, где рабочим телом служил воздух. С тех пор происходит расширение диапазона производительности и области применения ВТ, в том числе в химической, газовой и других высокопроизводительных отраслях промышленности [12].

Достоинством вихревых аппаратов является их предельная простота и надёжность в работе, они не имеют движущихся частей. Основные элементы ВТ представлены на рисунке 5: вихревая камера с тангенциальным сопловым вводом, диафрагма, примыкающая к камере, и вентиль на горячем конце трубы для обеспечения необходимого соотношения потоков. Аппарат работает следующим образом: сжатый газ, расширяясь в сопле, разгоняется до скорости звука и интенсивно закручивается. При этом в рабочем объёме ВТ формируется высокоскоростной вихревой поток, в котором и возникает эффект Ранка-Хилша.

Внутренние охлаждённые слои газа отводятся через диафрагму в виде холодного потока, а периферийные нагретые, в виде горячего потока [12].

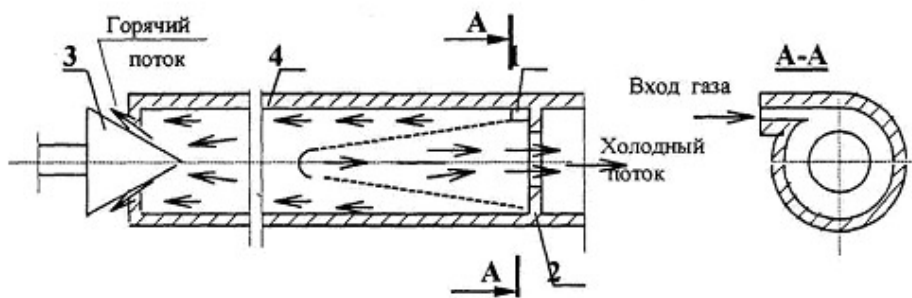


Рисунок 5 – Основные элементы вихревой трубы [12]

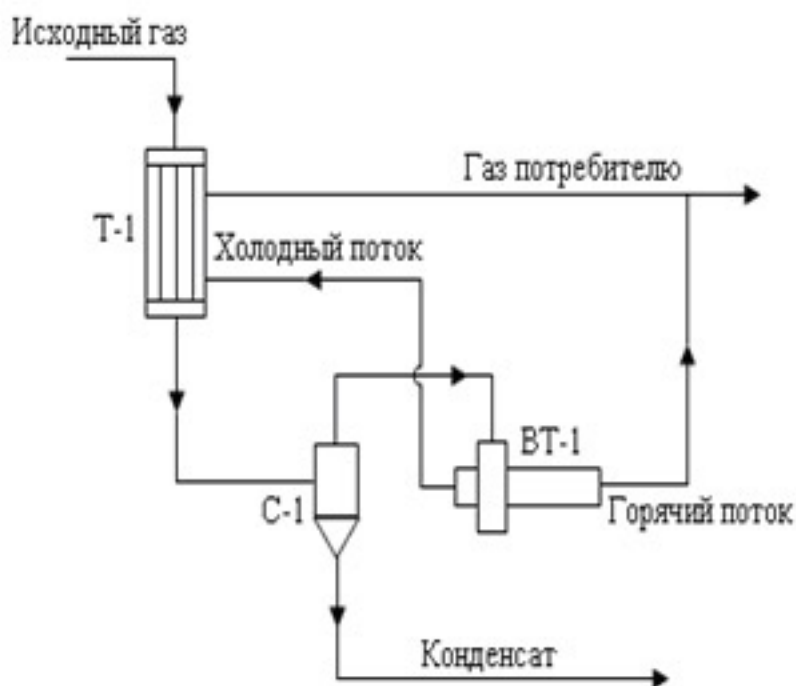


Рисунок 6 – Схема установки НТС с вихревой трубой [12]

Высоконапорный газ, например природный (установки низкотемпературной сепарации) или продувочный газ химических производств, поступает в рекуперационный теплообменник Т-1, где охлаждается холодным потоком газа, идущим из вихревой трубы ВТ-1. При снижении температуры исходного газа идет конденсация компонентов с образованием жидкости, которая отделяется в сепараторе С-1. Далее газ поступает на вход в вихревую трубу ВТ-1, где происходит его расширение с одновременной закруткой и разделением на два потока – холодный и горячий (Эффект Ранка – Хилша). Холодный поток (около 70% всего количества газа) направляется в

теплообменник Т-1, где он отдает свой холод исходному газу. На выходе из Т-1 оба потока смешиваются и далее весь газ поступает либо потребителю, либо идет на сжигание [12].

2.2 Метод низкотемпературной конденсации

Процесс низкотемпературной конденсации (НТК) газа можно охарактеризовать как процесс изобарного охлаждения (при условии пренебрежения некоторой потерей давления при прохождении газа по трубопроводам и аппаратам технологической схемы) до температур, при которых при данном давлении возникает жидкая фаза.

В процессе НТК газа охлаждение продолжают только до заданной степени конденсации паровой фазы (исходного газа). Эта степень определяется необходимой глубиной извлечения целевых компонентов из газа и достигается с помощью определенной конечной температуры процесса охлаждения, которая зависит от состава исходного газа и давления в системе. Эта температура достигается путем подвода расчетного количества холода нужного потенциала [9].

Технологические схемы переработки газа по способу низкотемпературной конденсации можно систематизировать по следующим факторам: число основных ступеней сепарации, виды источников холода, виды выпускаемого целевого продукта.

По виду источников холода схемы низкотемпературной конденсации бывают следующие: схемы с внешним холодильным циклом, с внутренним холодильным циклом и с комбинированным холодильным циклом, источниками холода в которых служат и внешний, и внутренний холодильные циклы [14].

Принципиальная схема низкотемпературной конденсации представлена на рисунке 7 [14].

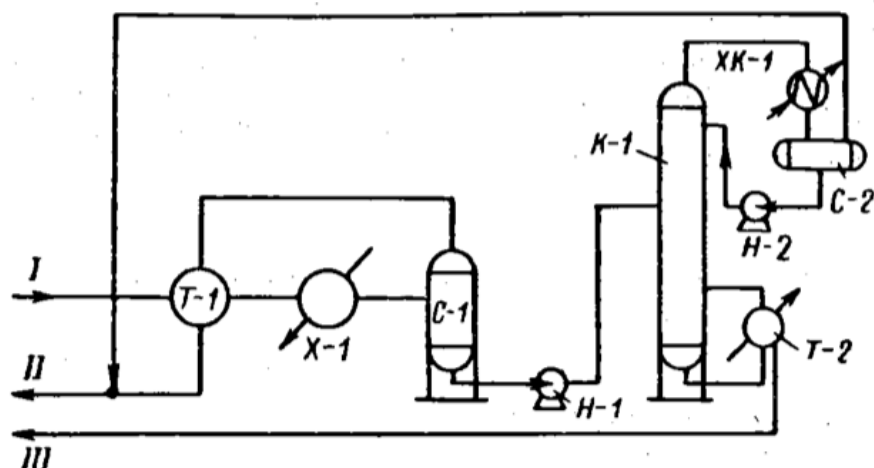


Рисунок 7 – Схема установки низкотемпературной конденсации [14]:

К-1 – ректификационная колонна; Т-1 – теплообменник; Т-2 – кипятильник; Х-1 – пропановый холодильник (испаритель) газа; ХК-1 – конденсатор-холодильник; С-1 – сепаратор; С-2 рефлюксная емкость; Н-1, Н-2 насосы; I – исходный газ; II – отбензиненный газ; III – нестабильный конденсат

2.3 Адсорбционный метод

Основой адсорбция является избирательное свойство твердых пористых веществ (адсорбентов) поглощать жидкую фазу. С помощью адсорбционных установок, кроме осушки газа улавливают конденсат углеводородов. В качестве адсорбентов применяют активированный уголь, цеолиты (молекулярные сита), боксит, силикагель, алюмогель. Эти адсорбенты изготавливаются в виде шариков и гранул для уменьшения гидравлического сопротивления в слое, через который пропускается газ.

Адсорбционные методы предоставляют возможность глубокого извлечения тяжелых углеводородов, но, при этом имеют более высокую стоимость в связи с тем, что требуется периодическая замена адсорбента [9].

Одновременные адсорбционная осушка и отбензинивание – это наиболее оптимальные способы подготовки газа высокого давления с экономической точки зрения (когда требуется низкая температура точки росы). Данный способ обеспечивает высококачественную подготовку газа к транспорту на большие расстояния при приемлемых затратах, исключает подачу в газопровод

неосушенного газа, что является вероятным при гликолевой осушке. В отличие от установок НТС, эффективность работы которых снижается по мере уменьшения конденсатного фактора сырого газа, адсорбционные установки эффективны для осушки и отбензинивания природного газа с содержанием углеводородов C_{6+} от 0,5 до 7,5 г/м³. При этом адсорбционная технология осушки – это безотходный экологически чистый процесс, который исключает загрязнение окружающей среды. В нем отсутствует эмиссия ароматических углеводородов в атмосферу при регенерации осушителя, а также попадание их в газопровод вместе с осушителем, что является характерным при процессе гликолевой осушки газа [9].

Существует мнение, что адсорбционный процесс подготовки газа к переработке – металлоемкий и дорогостоящий по сравнению с абсорбционным, широко применяющимся на промыслах. Но более высокая степень извлечения влаги из газа и отсутствие паров абсорбентов в осушенном газе, которые могут конденсироваться в трубопроводах обвязки и аппаратах в процессе охлаждения газа (не говоря уже об уносе), делают данный процесс надежным, стимулируют его совершенствование и широкое применение при заводской переработке газов.

Целесообразность использования того или иного адсорбента для осушки и очистки природного газа зависит от многих условий и определяется такими факторами, как производительность установки, состав газа, концентрация углеводородов C_{6+} , сернистых соединений и других примесей, требования потребителя к очищенному газу.

Кроме того, процесс адсорбционной осушки и очистки менее чувствителен к вероятным сезонным скачкам потребления газа и к изменению параметров сырьевого газа, таким как температура и давление по сравнению с другими технологиями подготовки газа.

Принципиальная схема установки приведена на рисунке 8 [12].

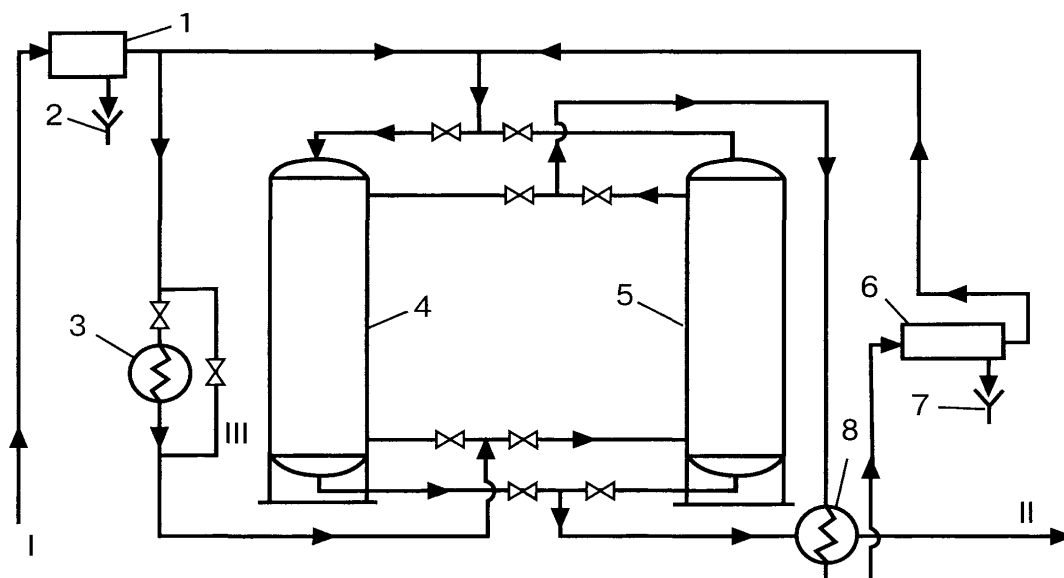


Рисунок 8 – Технологическая схема осушки газа твердыми поглотителями [12]:
 1– водоотбойник; 2, 7 – воронка; 3 – трубчатый нагреватель; 4, 5 – адсорберы; 6 – сепаратор; 8 – теплообменник
 Потoki: I – влажный газ; II – осушенный газ; III – обводная линия

2.4 Абсорбционный метод

Абсорбция основана на способности абсорбентов поглощать из природного газа преимущественно тяжелые углеводороды и отдавать их при нагревании. Поглотителем при этом служит соляровое масло, керосин, лигроин и более тяжелые фракции добываемого конденсата.

Принципиальная схема осушки нефтяного газа методом абсорбции представлена на рисунке 9 [9].

В первой поглотительной колонне газ, который движется вверх, орошается стекающим по тарелкам абсорбентом, отдает ему тяжелые углеводороды и направляется по назначению. Насыщенный абсорбент поступает через теплообменник в десорбер, где из него при этом выпариваются тяжелые углеводороды.

Восстановленный абсорбент, который отдал тепло в теплообменниках и холодильниках, с помощью насоса возвращается в поглотительную колонну. Пары тяжелых углеводородов улавливаются в верхней части десорбера, конденсируются и направляются на дальнейшую переработку. Полностью

автоматизированные абсорбционные установки дают возможность достаточно полного извлечения конденсата из природного газа [9].

Для абсорбционной осушки на сегодняшний день применяются в основном диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). Установки абсорбционной осушки газа наиболее просты. Но, тем не менее, этот способ не обеспечивает «сухого» режима эксплуатации газопроводов. Это объясняется следующим: при осушке газ насыщается парами гликоля при более высоких температурах, чем та температура, до которой он охлаждается при транспортировке. В связи с этим даже при полном отсутствии уноса гликоля с осушенным газом в капельном виде в газопроводе произойдет конденсация паров гликоля. Количество образовавшейся жидкой фазы будет больше, чем сконденсировавшегося гликоля, что объясняется взаиморастворимостью компонентов системы и изменением ее равновесных условий [9].

Отрицательная температура окружающей среды в северных районах исключает возможность широкого использования метода абсорбционной осушки газа. Одна из главных причин – повышение вязкости абсорбента при низких температурах.

Гликолевая осушка обеспечивает умеренные показатели точки росы по воде (до минус 30°C). Наличие в составе газа тяжелых углеводородов C₆₊ ограничивает возможность применения данной технологии из-за невозможности обеспечения требуемой ТТР по углеводородам. Данное обстоятельство является также и серьезным недостатком технологии гликолевой осушки газа [12].

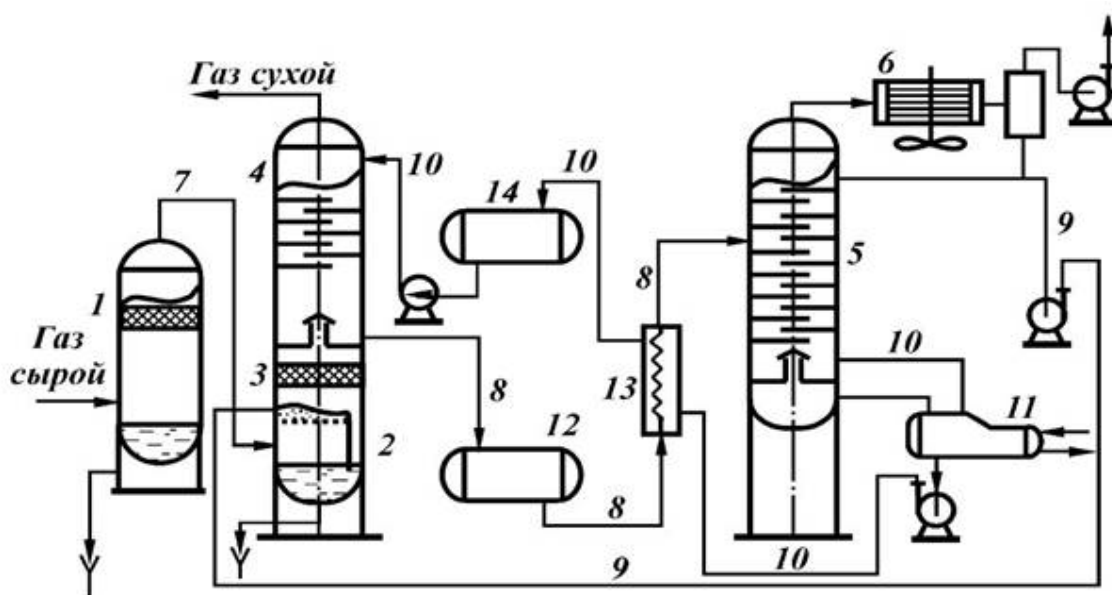


Рисунок 9 – Технологическая схема осушки природного газа [12]:

1 – первичный сепаратор; 2 – контактор; 3 – сепаратор; 4 – абсорбер; 5 – регенератор; 6 – холодильник; 7-10 – линии подачи; 11 – испаритель; 12 – виветриватель; 13 – теплообменник; 14 – емкость

На рисунке 9 представлена технологическая схема осушки природного газа, в которой после первичной сепарации осуществляется контакт газа с влагой, отпаренной и сконденсированной из насыщенного абсорбента, с последующей вторичной сепарацией газа от капельной влаги.

Сырой газ из скважины подают на первичную сепарацию в сепаратор 1, где от газа отделяется капельная влага, после чего газ с унесенной со стадии первичной сепарации капельной влагой, содержащей растворенные в ней соли, подают в контактор 2, где осуществляется его контактирование с отпаренной и сконденсированной на стадии регенерации водой, не содержащей солей, в результате которого газ с капельной влагой со сниженной концентрацией солей после сепарации в сепараторе 3 поступает на осушку в абсорбер 4. Насыщенный влагой абсорбент из абсорбера 4 подают на регенерацию в регенератор 5. Выделенные из абсорбента пары влаги конденсируются в холодильнике 6' и попадают в контактор 2, а регенерированный абсорбент подают на осушку газа в абсорбер 4 [12].

3 Постановка задачи исследования

Для сохранения потенциала попутного нефтяного газа важно качественно подготовить его в промысловых условиях в соответствии с выбранным направлением использования. При этом нужно обеспечить и высокие потребительские качества газа, и экономически оправданные затраты. Для оценки эффективности технологий подготовки нефтяного газа целесообразно использовать возможности моделирующего комплекса Aspen HYSYS, предназначенного для исследования процессов подготовки нефтяного и газового сырья.

Цель работы: обеспечение качества товарного нефтяного газа в летний период работы установки подготовки за счет снижения содержания компонентов C_3 – C_4 .

Задачи работы:

1. Изучение действующей технологии подготовки нефтяного газа на месторождении;
2. Предложение способа понижения температуры входного потока газа;
3. Моделирование и сравнительный анализ технологических схем подготовки нефтяного газа;
4. Оценка экономической эффективности предложенной технологии повышения качества подготовки нефтяного газа.

Защищаемое положение:

Понижение температуры «сырого» попутного нефтяного газа на 10–15 °С за счет холода, полученного при дросселировании пропан-бутановой фракции в испарителе, обеспечит необходимую температуру точки росы по углеводородам подготовленного газа в летний период года.

4 Объект и методы исследования

Нефтегазоконденсатное месторождение *К* расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа, обзорная схема представлена на рисунке 10. Административно месторождение находится в Парабельском районе. Участок работ относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.



Рисунок 10 – Обзорная схема нефтегазоконденсатного месторождения

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах от +120 до +140 м. Земли находятся в введении

Пудинского лесного хозяйства. Нефтепоисковые работы в данном регионе начаты в 1963 г.

Дорожная сеть в районе работ отсутствует. Речная сеть представлена рекой Чузик и ее правыми притоками – Большой и Малой Казанкой. Река Чузик судоходна до с. Пудино для мелких барж. В зимнее время грузы перемещаются наземным транспортом, авиационным – круглогодично.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45 °С зимой до плюс 35 °С летом.

4.1 Геологическая характеристика месторождения

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

4.2 Физико-химические свойства флюида

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

4.3 Нефтеносность и литолого-петрофизическая характеристика пластов

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

4.4 Характеристика действующей установки подготовки газа

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

4.5 Моделирующая программа Aspen HYSYS

Aspen HYSYS – программный комплекс для моделирования различных процессов подготовки нефти и газа.

Законы термодинамики для расчета элементов процесса или всей системы, а также принципы материального и теплового баланса лежат в основе новейшей универсальной системы моделирования Aspen HYSYS. Огромные базы данных, собранные с учетом всех особенностей нефтедобычи и нефтепереработки, различные математические и аналитические программы способны решать задачи по исследованию различных процессов в нефтегазовой промышленности [17].

Состав программного комплекса:

- Методики и программы для расчета параметров многофазных систем;
- База данных по различным свойствам более пяти тысячи компонентов систем;
- Типовые компьютерные модели для создания и разработки собственных моделей аппаратов химической технологии;
- Инструменты для описания и расчета фракционного состава нефти и ее свойств.

В системе предусмотрены два режима работы: Базисная Среда и Расчетная Среда. Расчетная Среда – основной режим работы, в нем создают модель технологического процесса, задают исходные данные (давления и температуры, оборудование, параметры флюида), производятся расчеты и анализ результатов. В Базисной Среде производят начальные операции: формируется список компонентов и выбора модели; при необходимости описываются химические реакции.

В программном комплексе Aspen HYSYS содержится множество средств для исследований. База данных моделей содержит абсорберы, теплообменники, компрессоры и насосы, сепараторы, химические реакторы, ректификационные колонны, смесители и другое оборудование.

Диагностика полученных результатов или ошибок, графические объекты, элементы схемы и процессы сопровождается различными цветами. Например, заданное число – синим цветом, вычисленное число – черным, предложенное системой – красный. Данная функция облегчает визуальный контроль за состоянием и параметрами модели.

В программном комплексе Aspen HYSYS существует множество возможностей для удобной работы: выбор единиц измерения, форматов данных, параметров точности расчета, цветовой палитры и т.д. [15].

Aspen HYSYS представляет собой объединенную среду, предназначенную для расчетов как стационарных, так и динамических режимов работы. При использовании преимуществ интегрированных систем стационарного и динамического моделирования становится достижимым оптимальный баланс между проектными показателями в стационарном режиме и управляемостью установки в динамике.

Aspen HYSYS содержит набор вспомогательных программ (утилит), которые можно ставить в соответствие потокам или операциям. Эти программы взаимодействуют со схемными переменными и обеспечивают пользователя дополнительной информацией:

- Aspen HYSYS Crude – расчет потоков нефти, колонн АВТ;
- Aspen HYSYS Amines – расчет процессов аминовой очистки;
- Aspen HYSYS Pipeline Hydraulics - OLGAS 2-Phase – расчет магистральных трубопроводов;
- Aspen HYSYS Pipeline Hydraulics - PIPESYS – расчет магистральных трубопроводов;
- Aspen HYSYS Upstream – расчет процессов добычи нефти;
- Aspen HYSYS Petroleum Refining – расчет основных установок, применяемых нефтепереработке.

Важнейшим свойством программы Aspen HYSYS является ее многосхемная архитектура. С ее помощью реализованы такие возможности системы, как применение в одном расчете разных пакетов свойств, или

использование заранее подготовленных шаблонов подсхем. Однако, самым важным следствием многосхемной архитектуры является возможность эффективно организовать «модульный» расчет очень больших схем. Разбивая большую схему на малые компоненты – подсхемы, расчетчик имеет возможность детально изучить каждый компонент, и в то же время сохранить целостность всей схемы. Отдельные подсхемы при этом участвуют в общем расчете как операции, т.е. они пересчитываются всякий раз при изменении информации в связанных с ними потоках.

Процессы подготовки газоконденсатного сырья по методу НТС сопровождаются фазовыми переходами при сепарации, компримировании, детандировании и т.д.

Наиболее часто для моделирования процессов обработки природного газа и нефти используются уравнение состояния Пенга-Робинсона.

Основным назначением технологии низкотемпературной сепарации является осушка газа перед подачей в магистральный газопровод. Процесс сепарации основан на явлении конденсации жидкости в потоке сырья из газовой фазы в сепараторах с последующим разделением жидких и газовых потоков, и направлением на дальнейшую переработку. Процесс разделения осуществляется в сепараторах в несколько ступеней.

Для эффективного проведения процесса сепарации необходимо изменение термобарических условий в последовательно установленных аппаратах – понижение температуры и давления.

Сконденсированная жидкость направляется в разделители жидкости. В аппаратах происходит разделение жидкости – водной и углеводородной, с последующим разделением на потоки. Также происходит дополнительное осаждение жидкости из газовой фазы.

Моделирование процесса сепарации углеводородного сырья

Для процесса сепарации необходимо определить значения констант фазового равновесия. Для этого используется уравнение состояния Пенга-Робинсона:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V^2 - 2bV - b^2} \quad (1)$$

где P – давление смеси, МПа; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль/К); T – температура, К; a, b, α – параметры, рассчитываются по формулам, представленным ниже:

$$a = 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (2)$$

$$b = 0,0778 \frac{RT_c}{P_c} \quad (3)$$

$$\alpha = [1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (4)$$

где T_r – относительная температура (T / T_c); P_c – критическое давление, МПа; T_c – критическая температура, К; ω – ацентрический фактор.

Зная компонентный состав смеси, а также индивидуальные свойства компонентов, можно по уравнению определить фазовое поведение системы природных углеводородов.

Основным допущением при моделировании процесса сепарации является допущение о состоянии фазового равновесия. Это позволяет использовать для системы законы фазового равновесия.

Для определения условий и фазового состояния выходных потоков производится расчет фазового равновесия при заданных энтальпии и давлении (Р-Н равновесия). Давление, при котором рассчитывается равновесие – это наименьшее из давлений потоков сырья минус сопротивление емкости. Энтальпия представляет сумму энтальпии сырья плюс или минус нагрузку (при нагревании нагрузка добавляется, при охлаждении – вычитается).

Как и большинство операций в HYSYS, Сепаратор и 3-фазный сепаратор могут проводить вычисления как по направлению потоков, так и в обратном направлении. Кроме стандартных действий (определение сырьевых потоков при

известном давлении резервуара и энтальпии), операция Сепаратор также может использовать известный состав продукта для определения состава (составов) другого продуктового потока (потоков), а также, состава сырья.

Для проведения вычислений против направления потоков, необходимо вести в Сепаратор следующую информацию:

- Состав одного продукта;
- Температура или давление продуктового потока;
- Два (в 2-х фазном сепараторе), или три (в 3-х фазном сепараторе) расхода.

Энергетический баланс сепаратора в стационарном режиме определяется следующим образом:

$$H_{пит} = H_{пар} + H_{лег.ж} + H_{тяж.ж} \quad (5)$$

где $H_{пит}$ – теплосодержание потока питания; $H_{пар}$ – теплосодержание парового продукта; $H_{лег.ж}$ – теплосодержание легкой жидкости; $H_{тяж.ж}$ – теплосодержание тяжелой жидкости.

Физические параметры операции – гидравлическое сопротивление и объем сосуда.

Гидравлическое сопротивление определяется следующим образом:

$$P = P_v = P_1 = P_{пит} - \Delta P \quad (6)$$

где P – давление в сосуде; P_v – давление парового продукта; P_1 – давление жидкого продуктового потока; $P_{пит}$ – давление потока питания; ΔP – гидравлическое сопротивление емкости.

Объем сосуда вместе с уровнем жидкости определяют количество удерживаемой жидкости. Эта величина определяется следующим образом:

$$H = V \cdot \frac{J_t}{100} \quad (7)$$

где H – количество удерживаемой жидкости; V – объем сосуда; J_t – уровень жидкости в емкости за время t .

Парожидкостное равновесие определяет количественное распределение веществ в системе. Расчет производят через уравнения фазового равновесия:

$$x_i = \frac{\eta_i}{\omega \cdot (K_i - 1) + 1} \quad (8)$$

$$y_i = \frac{\eta_i \cdot K_i}{\omega \cdot (K_i - 1) + 1} \quad (9)$$

где x_i, y_i – мольные доли в жидкой и газовой фазах; η_i – доля компонента в исходной смеси; K_i – коэффициент фазового распределения i -го компонента; ω – доля отгона газа.

Уравнение имеет решение при выполнении условия:

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i = 1 \quad (10)$$

Расчет K_i для компонента рассчитывается следующим образом:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{P_i}{P} \quad (11)$$

где P – общее давление смеси; P_i – парциальное давление i -го компонента.

Основная задача состоит в определении константы фазового равновесия.

5 Исследование влияния способов дополнительной осушки попутного нефтяного газа на качество продукции

5.1 Технология действующей установки подготовки нефтяного газа на месторождении *K*

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

5.2 Моделирование технологии низкотемпературной сепарации и низкотемпературной абсорбции

Метод низкотемпературной абсорбции заключается в использовании абсорбера, где в качестве абсорбента использовали собственный стабильный, а также нестабильный газовый конденсат. Технология использовалась совместно с действующей низкотемпературной сепарацией для дополнительного извлечения из газа компонентов C_3 – C_4 .

Первым шагом было построение модели действующей установки подготовки газа в программном комплексе Aspen HYSYS и проверка ее на адекватность. Необходимыми начальными данными являются компонентный состав, температура, давление и расход газа, поступающего на вход в УКПГ. Компонентный состав взят из среднеквартальной сводки по результатам анализа газа высокого давления. Модель действующей установки низкотемпературной сепарации газа выполнена в программном комплексе Aspen HYSYS и представлена на рисунке 14.

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

Рисунок 13 – Состав и свойства газа, поступающего на вход в УКПГ

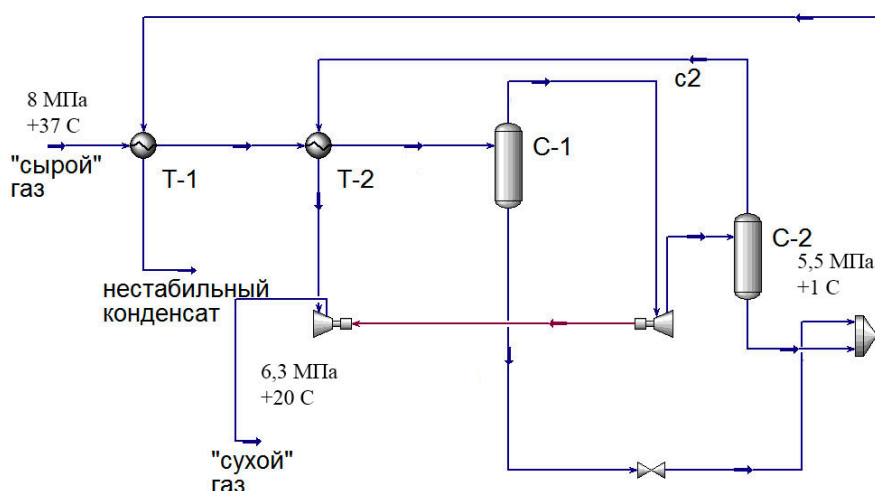


Рисунок 14 – Модель действующей установки низкотемпературной сепарации газа

Следующим шагом было добавление абсорбера, где в качестве абсорбента использовали нестабильный газовый конденсат, который отделился в сепараторах C1 и C2. Место для установки абсорбера выбрано после низкотемпературного сепаратора C2, для того чтобы дополнительно извлечь компоненты C₃ – C₄, и тем самым снизить температуру точки росы «сухого» газа. Модель технологии низкотемпературной абсорбции представлена на рисунке 16. На рисунке 15 представлены заданные параметры абсорбера в программном комплексе.

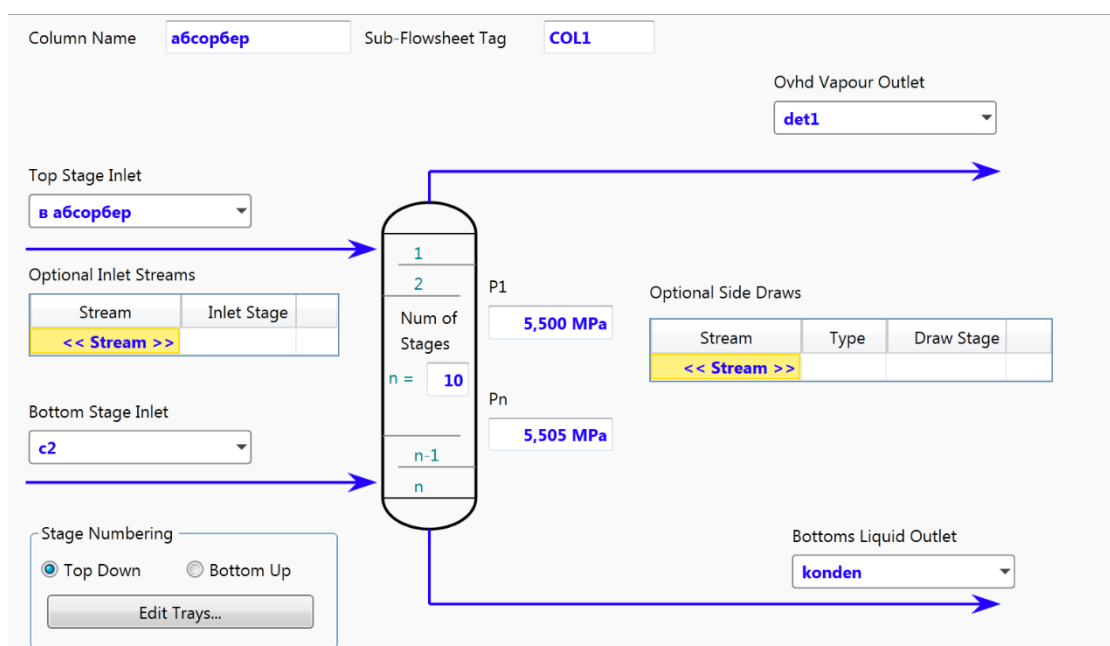


Рисунок 15 – Параметры абсорбера в программном комплексе

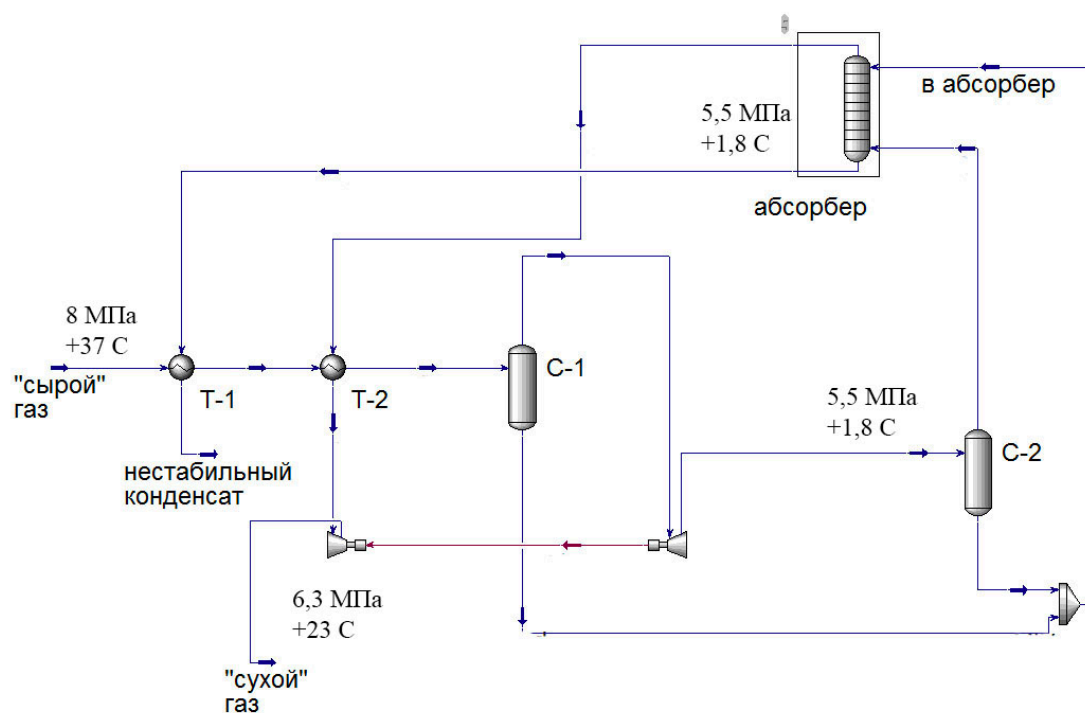


Рисунок 16 – Модель установки низкотемпературной сепарации и абсорбции

В таблице 5 приведены составы, в таблице 6 приведены основные свойства «сухого» газа модели действующей установки и модели с использованием метода низкотемпературной абсорбции.

Таблица 5 – Состав подготовленного газа

Компонент газа	Содержание, мольные доли	
	Модель действующей установки	Модель с использованием метода низкотемпературной абсорбции
Метан	0,8733	0,8726
Этан	0,0414	0,0415
Пропан	0,0316	0,0318
Изо-бутан	0,0101	0,0103
Н-бутан	0,0113	0,0115
Изо-пентан	0,0025	0,0025
Н-пентан	0,002	0,0021
Н-гексан	0,0007	0,0007
CO ₂	0,0068	0,0068
Азот	0,0202	0,0202

Таблица 6 – Основные свойства газа после подготовки

Параметры	Технологии		
	НТС (действующая)	НТС+Абсорбция стабильным конденсатом	НТС+Абсорбция нестабильным конденсатом
Точка росы по УВ, °С, при P=5,5МПа	+0,9	+1,8	+1,7
Точка росы по воде, °С, при P=5,5МПа	-21	-18	-17
Содержание метана, % мол	87,3	87,2	87,2
Молярная масса, г/моль	19,2	19,4	19,5
Массовый расход, кг/ч	92300	92500	92500
Давление, МПа	6,3	6,3	6,3
Температура, °С	20	23,1	23

Из составов газа представленных в таблице 5 видим, что использование технологии низкотемпературной абсорбции снижает содержание метана и увеличивает содержание пропана и бутанов, что в свою очередь увеличивает температуру точки росы по углеводородам и по воде. Таким образом, использование данной технологии на установке комплексной подготовки газа не целесообразно вследствие недостаточно низкой температуры в абсорбере. Для дальнейшего исследования необходимо использовать другие технологии, направленные на снижение содержания компонентов C₃-C₄.

Понижения содержания компонентов C₃-C₄ можно добиться с помощью дополнительного охлаждения потока нефтяного газа, входящего на установку подготовки.

5.3 Моделирование технологии низкотемпературной конденсации

Одним из способов охлаждения входного потока газа является технология низкотемпературной конденсации. В работе рассмотрим технологию низкотемпературной конденсации с внешнем холодильным циклом, совместно с действующей низкотемпературной сепарацией. В данной технологии

охлаждение нефтяного газа реализуется за счет использования холода при испарении пропан-бутановой фракции.

Принципиальная схема совместной технологии низкотемпературной сепарации и конденсации представлена на рисунке 17.

По действующей технологии пропан-бутановая фракция, выделенная при стабилизации конденсата, поступает в емкости для хранения смеси пропан-бутана технического. Далее СПБТ проходит насос БН-7, где происходит повышение давления от 1 МПа до 8 МПа. Предлагается разделить поток смеси пропан-бутана технического так, что одна часть идет на пункт приема СПБТ, вторая часть будет использована в качестве охладителя в технологии низкотемпературной конденсации. Для этого пропан-бутановая фракция дросселируется до давления 0,1 МПа, при этом происходит процесс испарения, и холодная смесь поступает в межтрубное пространство дополнительного пропан-бутанового испарителя Т-10, охлаждая входной поток нефтяного газа. Далее, поток пропан-бутановой смеси компримируется с помощью компрессора БН-8 и возвращается в емкости хранения пропан-бутановой смеси.

Для моделирования технологии низкотемпературной конденсации необходимо дополнить модель действующей установки комплексной подготовки газа установкой деэтанзации и стабилизации конденсата для получения смеси пропан-бутана. Модель представлена на рисунке 18.

Состав пропан-бутановой фракции, полученный на основе модели представлен в таблице 7. Согласно ГОСТ Р 52087-2018 [16] СПБТ должен содержать массовую долю бутанов не более 60% и объемная доля жидкого остатка не более 1,6%, полученный состав ПБФ соответствует данному ГОСТ и совпадает с составом ПБФ действующей установки.

Для получения эффекта испарения давление смеси пропан-бутана необходимо уменьшить от 8 МПа до 0,1 МПа.

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

Рисунок 17 – Принципиальная схема совместной технологии низкотемпературной сепарации и конденсации

Таблица 7 – Состав смеси пропан-бутана технического

Компонент	Мольные доли
Метан	0
Этан	0
Пропан	0,422
Изо-бутан	0,303
Н-бутан	0,238
Изо-пентан	0,032
Н-пентан	0,002

Для моделирования пропан-бутанового испарителя в программном комплексе Aspen HYSYS был использован кожухотрубчатый теплообменник с дросселем на входе.

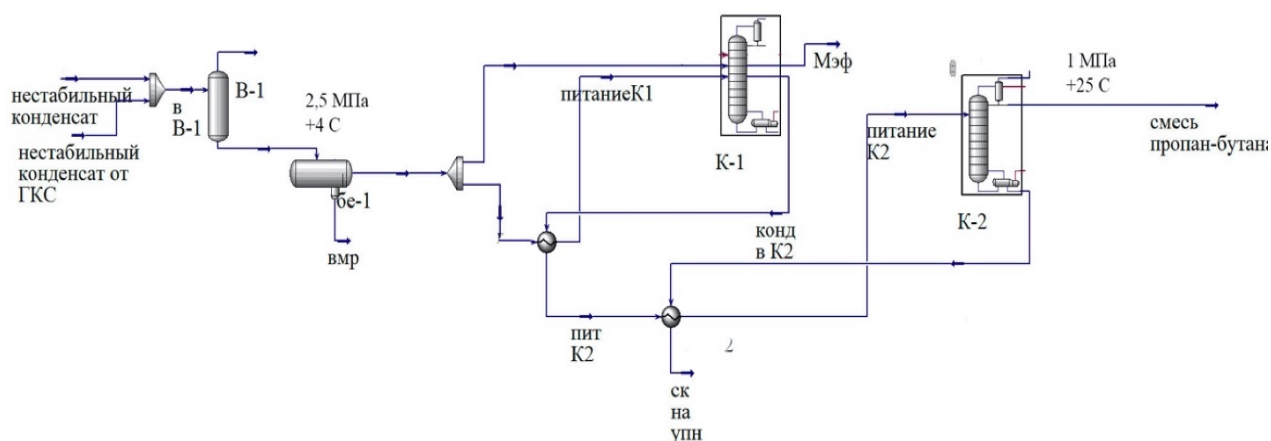


Рисунок 18 – Модель установки деэтанзации и стабилизации конденсата

Модель совместной технологии низкотемпературной конденсации и сепарации, представлена на рисунке 19.

Для дополнительной характеристики пропан-бутанового испарителя был проведен его расчет по методу Кузнецова и Судакова [19].

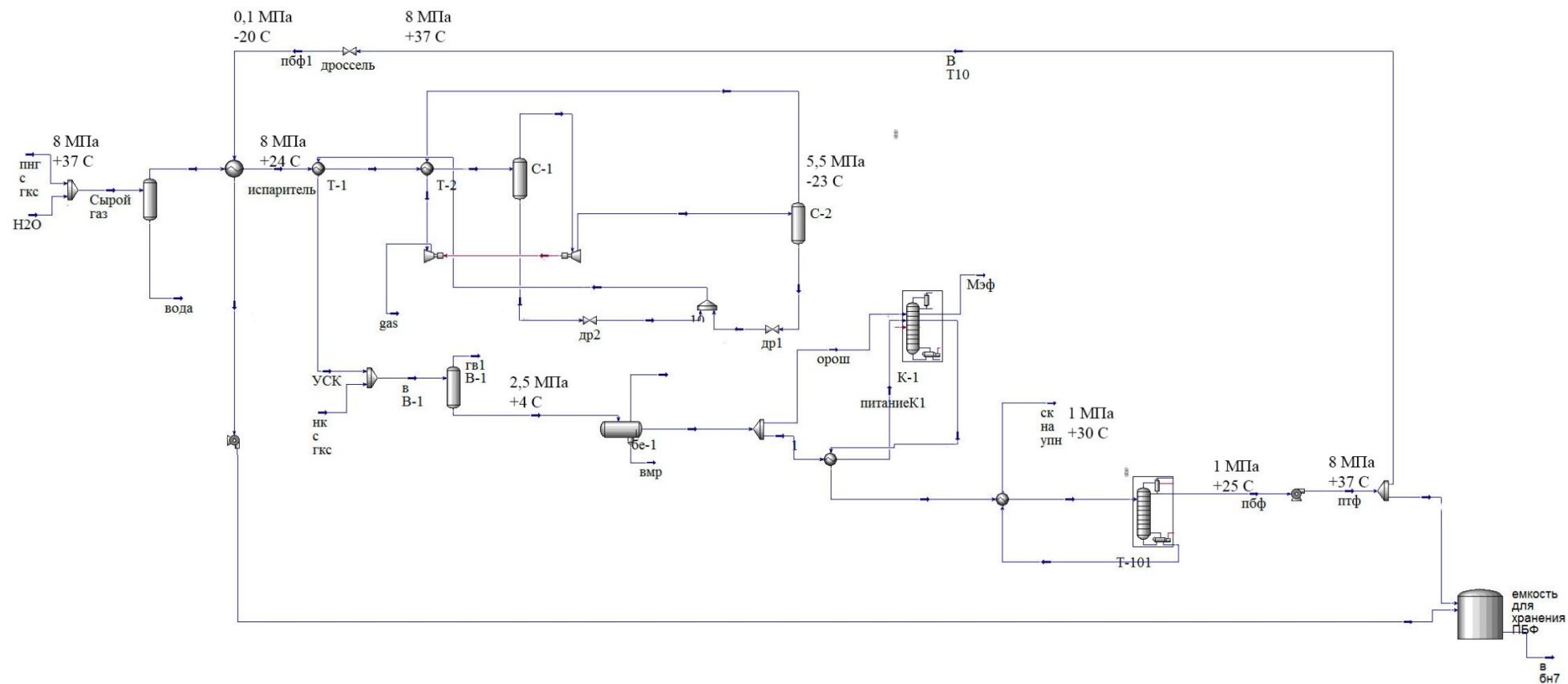


Рисунок 19 – Модель совместной технологии низкотемпературной конденсации и сепарации

5.4 Расчет пропан-бутанового испарителя

Таблица 8 – Исходные данные для расчета пропан-бутанового испарителя

Параметр	Значение
Температура потока газа на входе в испаритель, $t_1', ^\circ C$	37
Температура потока газа на выходе из испарителя, $t_1'', ^\circ C$	24
Давление потока нефтяного газа, P_1 , МПа	8
Расход нефтяного газа, G , кг/ч	10^5
Давление пропан-бутановой смеси на входе в испаритель, P_2 , МПа	0,1

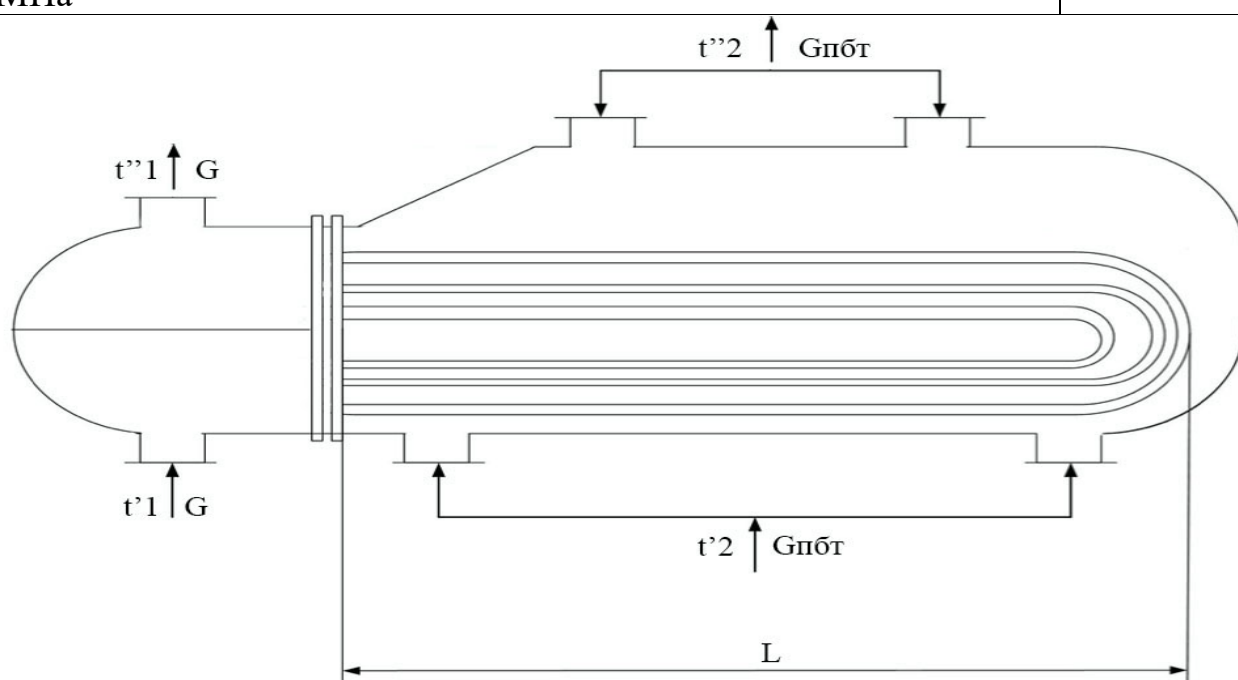


Рисунок 20 – Принципиальная схема пропан-бутанового испарителя

1. Расчет поверхности теплообмена испарителя:

$$F_p = \frac{Q_1}{K \Delta t_{cp}} = \frac{Q_1}{q} \quad (12)$$

где Q_1 – количество тепла, отнимаемого в испарителе у газа, Вт; K – коэффициент теплопередачи в испарителе, Вт/(м²°C); Δt_{cp} – средний температурный напор, Вт/м².

Для определения количества тепла, отдаваемого углеводородной смесью в испарителе, необходимо знать ее фазовое состояние в долях газа и конденсата на входе и выходе из испарителя.

Количество тепла, отнимаемого в испарителе у газа, находится по уравнению:

$$Q_1 = G \cdot [(e_1 H_{37} + (1 - e_1) \cdot h_{37}) - (e_2 H_{24} + (1 - e_2) \cdot h_{24})] \quad (13)$$

где e_1, e_2 – начальная и конечная массовая доля паров; H_{37}, H_{24} – энтальпия газовой фазы при температурах 37 и 24 соответственно, кДж/кг; h_{37}, h_{24} – энтальпия жидкой фазы при температурах 37 и 24 соответственно, кДж/кг.

Массовые доли паров находятся по формуле:

$$e = e' \frac{M_y}{M_c} \quad (14)$$

где M_y, M_c – средняя молярная масса паровой фазы и «сырого» газа.

Массовые доли (таблица 9), энтальпии, молярные массы «сырого» газа взяты из рассчитанной модели в программном комплексе Aspen Hysys:

$$e'_1 = 0,4; e'_2 = 0,28; H_{37} = 521,2 \text{ кДж / кг}; H_{24} = 430,8 \text{ кДж / кг};$$

$$h_{37} = 200,4 \text{ кДж / кг}; h_{24} = 186,9 \text{ кДж / кг}; M_{y1} = 21,8; M_{y2} = 19 M_c = 35.$$

Таблица 9 – Состав газа до и после испарителя из программного комплекса Aspen HYSYS

Компонент	Содержание, массовые доли	
	до испарителя	после испарителя
Метан	0,681	0,749
Этан	0,063	0,063
Пропан	0,077	0,067
Изо-бутан	0,038	0,027
Н-бутан	0,046	0,029
Изо-пентан	0,017	0,008
Н-пентан	0,016	0,006
Н-гексан	0,0124	0,0028

Тогда:

из формулы (14) на входе в аппарат:

$$e_1 = e'_1 \frac{M_y}{M_c} = 0,4 \cdot \frac{21,8}{35} = 0,249$$

из формулы (14) на входе в аппарат:

$$e_2 = e_2' \cdot \frac{M_y}{M_c} = 0,28 \cdot \frac{19}{35} = 0,152$$

Подставим значения в формулу (13) и получим количество тепла, отнимаемого в испарителе у газа:

$$Q_1 = 10^5 \cdot [(0,249 \cdot 521,2 + (1 - 0,249) \cdot 200,4) - (0,152 \cdot 430,8 + (1 - 0,152) \cdot 186,9)] = 5645222,9 \text{ кДж} / \text{ч} = 1565,3 \text{ кВт}$$

Коэффициенты теплопередачи в испарителях находятся в пределах $230 - 580 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^\circ \text{C})$. Для данного случая принимается, что коэффициент теплопередачи $K = 400 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^\circ \text{C})$.

Средний температурный напор в аппарате равен:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\max} - \Delta t_{\min}}{2,3 \left(\lg \frac{\Delta t_{\max}}{\Delta t_{\min}} \right)} \quad (15)$$

где $\Delta t_{\max}; \Delta t_{\min}$ – максимальная и минимальная разность температур, $^\circ \text{C}$.

Со стороны смеси пропан-бутана, кипящего в межтрубном пространстве испарителя, температура остается постоянной и равной $t_s = -26,9^\circ \text{C}$.

Поэтому максимальная разность температур равна:

$$\Delta t_{\max} = t_1' - t_s = 37 - (-26,9) = 63,9^\circ \text{C}$$

а минимальная:

$$\Delta t_{\min} = t_1'' - t_s = 24 - (-26,9) = 50,9^\circ \text{C}$$

Подставим в формулу (15):

$$\Delta t_{cp} = \frac{63,9 - 50,9}{2,3 \left(\lg \frac{63,9}{50,9} \right)} = 57,2^\circ \text{C}$$

По формуле (12) поверхность теплообмена равна:

$$F = \frac{1565,3}{400 \cdot 57,2} = 68,4 \text{ м}^2$$

2. Расчет необходимого количества жидкой смеси пропан-бутана

Материальный баланс входящего и выходящего газа из испарителя:

Количество газа (V_1) и конденсата (g_1) на входе равно:

$$V_1 = e_1 G = 0,249 \cdot 10^5 = 24914,3 \text{ кг} / \text{ч}$$

$$g_1 = (1 - e_1) G = (1 - 0,249) \cdot 10^5 = 75085,7 \text{ кг} / \text{ч}$$

Количество газа (V_2) и конденсата (g_2) на выходе равно:

$$V_2 = e_2 G = 0,152 \cdot 10^5 = 15200 \text{ кг} / \text{ч}$$

$$g_2 = (1 - e_2) G = (1 - 0,152) \cdot 10^5 = 84800 \text{ кг} / \text{ч}$$

В качестве источника холода используется смесь пропан-бутана технического. Согласно заданной модели пропан-бутан подается под давлением 0,1 МПа. При этом температура кипения смеси равна $t_s = -26,9^\circ \text{C}$, а его теплота испарения $r = 435,3 \text{ кДж} / \text{кг}$.

Необходимое количество испаряющейся смеси пропан-бутана определяется по формуле:

$$G_n = \frac{Q_1}{r\eta} \quad (16)$$

где η – коэффициент использования тепла в аппарате, принимаемый равным 0,95.

Тогда по формуле (16):

$$G_{н\text{от}} = \frac{5635222,9}{435,3 \cdot 0,95} = 13626 \text{ кг} / \text{ч}$$

Необходимое количество жидкого пропан-бутан технического составляет:

$$G_{н\text{от}} = \frac{13626}{0,75} = 18169,3 \text{ кг} / \text{ч}.$$

где 0,75 – принятая на базе практических данных доля испаряемого жидкой смеси пропан-бутана.

5.5 Обсуждение результатов

В таблице 10 приведен состав, в таблице 12 приведены основные свойства «сухого» газа из модели действующей установки и модели с использованием метода низкотемпературной конденсации с внешним холодильным циклом. В таблице 11 представлены результаты расчетов основных показателей пропан-бутанового испарителя с помощью программного комплекса Aspen HYSYS и метода Кузнецова и Судакова [18].

низкотемпературной конденсации с внешним холодильным циклом.

Таблица 10 – Состав «сухого» газа, рассчитанный по модели с использованием метода низкотемпературной конденсации

Компонент	Содержание, мольные доли
Метан	0,900
Этан	0,038
Пропан	0,022
Изо-бутан	0,005
Н-бутан	0,005
Изо-пентан	0,001
Н-пентан	0,001
Н-гексан	0
Н-гептан	0
CO ₂	0,006
Кислород	0,0001
Азот	0,0214

Таблица 11 – Результаты расчетов основных показателей пропан-бутанового испарителя

Параметры	Методы расчета	
	Aspen HYSYS	по Кузнецову и Судакову
Температура до испарителя, °C	37,4	37
Температура после испарителя, °C	24	24
Поверхность теплообмена, м ²	60,7	68,4
Необходимое количество жидкого ПБТ, кг/ч	17500	18169,3

Таблица 12 – Основные свойства «сухого» газа по модели действующей установки и модели с использованием метода низкотемпературной конденсации с внешним холодильным циклом

Параметры	Технологии	
	НТС (действующая)	НТС+НТК
Точка росы по УВ, °С, при P=5,5МПа	+0,9	-23
Точка росы по воде, °С, при P=5,5МПа	-21	-26
Содержание метана, % мол.	87,3	90,9
Молярная масса, г/моль	19,2	18,1
Массовый расход, кг/ч	92300	86400
Давление, МПа	5,5	5,5
Температура, °С	26,2	21,6

Из состава газа, представленного в таблице 10 видим, что использование технологии низкотемпературной конденсации с внешним холодильным циклом увеличивает содержание метана и уменьшает содержание пропана и бутанов, что в свою очередь понижает температуру точки росы по углеводородам и по воде (таблица 12).

Таким образом, эффективность использования данной технологии на установке комплексной подготовки газа подтверждена.

Из таблицы 11 видим, что расчет различными методами дает близкие результаты, так, поверхность теплообмена отличается примерно на 11%, необходимое количество смеси пропан-бутана отличается примерно на 4%. Это допустимое отличие результатов при инженерных расчетах.

Исходя из полученных данных, произведем подбор реального пропан-бутанового испарителя.

По отраслевому стандарту ОСТ-26-02-434-72 принимается испаритель кожухотрубчатый непосредственного охлаждения технологических сред типа ИКТУ (испаритель кожухотрубчатый с U-образными трубами и жестким кожухом).

Производитель ЗАО «НЕФТЕГАЗХИММАШ».

Таблица 13 – Техническая характеристика пропан-бутанового испарителя

Характеристика	Значение
Диаметр корпуса, мм	1000
Диаметр распределительной камеры трубного пучка, мм	600
Длина трубок, мм	4000
Диаметр трубок, мм	25×2,5
Шаг трубок, мм	26
Число трубок в пучке	241
Число ходов по трубам	2

Значение параметра поверхности теплообмена не входит в техническую характеристику аппарата. Данный параметр необходимо найти расчетом:

При размещении трубок по вершинам и сторонам правильных шестиугольников диаметр распределительной камеры трубного пучка равен:

$$D_{\kappa} = D' + 4d_n \quad (13)$$

где D' – диаметр окружности, описанной около наибольшего шестиугольника, м; $d_n = 0,025\text{ м}$ – наружный диаметр трубки.

Тогда:

$$D' = D_{\kappa} - 4d_n = 0,6 - 4 * 0,025 = 0,5\text{ м}$$

Число трубок, размещаемых по диагонали наибольшего шестиугольника, находится по формуле:

$$D' = s(b - 1) \quad (14)$$

где $s = 0,026$ – шаг трубок, м; b – число трубок.

$$b = \frac{D'}{s} + 1 = \frac{0,5}{0,026} + 1 \approx 20$$

Число шестиугольников, на которых размешены трубки:

$$x = \frac{b - 1}{2} = \frac{20 - 1}{2} \approx 10$$

Так как пучок из U-образных трубок является двухходовым, то число его трубок будет меньшим на столько трубок, сколько их имеется на наибольшей диагонали одноходового пучка, т.е.:

$$N = N_T - b = 241 - 20 = 221$$

Поверхность теплообмена реального аппарата равна:

$$F_1 = N\pi d_n l = 221 \cdot 3,14 \cdot 0,025 \cdot 4 = 69,3 \text{ м}^2$$

По расчету методом Кузнецова и Судакова, требуемая поверхность теплообмена должна составлять не менее 68,4 м². Поверхность теплообмена реального аппарата соответствует расчетным данным. Таким образом, можно сделать вывод о возможности использования пропан-бутанового испарителя марки 1000ИХ-I-10-1,6-M1/25Г-4-4-У-И в технологии подготовки попутного нефтяного газа методом НТК на нефтегазоконденсатном месторождении К.



Рисунок 21 – Фотография реального пропан-бутанового испарителя марки 1000ИХ-I-10-1,6-M1/25Г-4-4-У-И, соответствующего расчетным значениям

На рисунке 21 представлен аппарат, соответствующий расчетным значениям, его условное обозначение: 1000ИХ-I-10-1,6-M1/25Г-4-4-У-И. Испаритель холодильный, исполнения I, с кожухом диаметром 1000 мм, на условное давление в трубах 10 МПа, в кожухе 1,6 МПа, исполнения по материалу М1, с гладкими теплообменными трубами (Г) диаметром 25 и длиной 4 м, двуходовой по трубам, климатического исполнения (У), с деталями для крепления теплоизоляции (И).

В главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» приведен расчет экономической эффективности установки пропан-бутанового испарителя.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность.

Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект.

С точки зрения экономики нефтедобычи, инвестиционные процессы в области утилизации попутного газа достаточно инерционны, и ориентируются в первую очередь не на конъюнктуру рынка в краткосрочном периоде, а на совокупность всех экономических и институциональных факторов на достаточно долгосрочном горизонте.

В магистерской диссертации решается задача обеспечения качества товарного нефтяного газа за счет снижения содержания компонентов C_3 – C_4 путем охлаждения входного потока попутного нефтяного газа на установке комплексной подготовки. Решением задачи является установка пропан-бутанового испарителя и вспомогательного оборудования.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа месторождения *К* Томской области. Область применения: нефтегазовое дело, подготовка попутного нефтяного газа.

6.1 Расчет капитальных вложений

Одним из основных показателей при расчете экономической эффективности являются капитальные затраты. Эти затраты включают следующее:

1) Стоимость приобретения нового оборудования представлена в таблице 14;

Таблица 14 – Стоимость приобретения нового оборудования

Наименование оборудования	Един. изм.	Кол	Цена за единицу, млн. руб.	Всего, млн. руб.
Пропан-бутановый испаритель	шт.	1	45	45
Насосно-компрессорное оборудование	шт.	2	23	46
Запорно-регулирующая арматура	шт.	8	1,5	12
Трубопроводы разных диаметров	м	250	0,1	25
Приборы КИПиА	шт.	10	0,2	2
Всего				130

2) Транспортные затраты — затраты на транспортировку продукции от места продажи или закупок до места нахождения покупателей. Транспортные затраты являются дополнительными затратами, связанными с продолжением процесса производства в сфере обращения. Транспортные затраты включают оплату транспортных тарифов и различных сборов транспортных предприятий, затраты на содержание собственного транспорта, стоимость погрузочно-разгрузочных работ, экспедирования грузов.

Транспортные расходы составляют 5% от стоимости:

$$K_T = 0,05 \cdot 130000000 = 6500000 \text{ руб}$$

3) В составе капитальных вложений по проектному варианту большое значение имеет величина затрат на проектирование и изготовление сооружений.

затраты на проектирование составляют 5% от стоимости:

$$K_{np} = 0,05 \cdot 130000000 = 6500000 \text{ руб}$$

4) Затраты на инженерные работы и обучение составляют 7% от стоимости:

$$K_{up} = 0,07 \cdot 130000000 = 9100000 \text{ руб}$$

5) Монтажные работы – работы по возведению новых объектов, зданий и монтажа в них оборудования, затраты на монтаж нового оборудования составляют 6% от стоимости:

$$K_{\text{м}} = 0,06 \cdot 130000000 = 7800000 \text{ руб}$$

Общая сумма капитальных затрат составляет:

$$K = K_n + K_T + K_{np} + K_{up} + K_{\text{м}} \quad (15)$$

$$K = 130000000 + 6500000 + 6500000 + 9100000 + 7800000 = 159900000 \text{ руб}$$

6.2 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек

1) Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Амортизационные отчисления на оборудование составляют 10% от дополнительных капитальных затрат.

$$A = K \cdot H_A \quad (16)$$

где H_A – средняя норма амортизации (10%)

$$A = 159900000 \cdot 0,1 = 15900000 \text{ руб}$$

2) Затраты на все виды ремонта основных средств могут непосредственно включаться в затраты на производство продукции (работ, услуг) в том периоде, в котором они возникли.

Затраты на все виды ремонта, кроме капитального, составляют 2% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$Z_p = 159900000 \cdot 0,02 = 3198000 \text{ руб}$$

3) Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования включают: полное восстановление, затраты на эксплуатацию оборудования и все виды ремонта, внутризаводское перемещение грузов, износ малоценных и быстроизнашивающихся инструментов и приспособлений, платежи по

обязательному страхованию оборудования, а также отдельных категорий работников, прочие расходы

Затраты на содержание и обслуживание составляют 3% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$Z_{обс} = 159900000 \cdot 0,03 = 4797000 \text{ руб}$$

4) Прочие затраты составляют 5% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$Z_{пр} = 159900000 \cdot 0,05 = 7995000 \text{ руб}$$

5) общая сумма дополнительных капитальных издержек:

$$Z_{общ} = A + Z_p + Z_{обс} + Z_{пр} \quad (17)$$

$$Z_{общ} = 159900000 + 3198000 + 4797000 + 7995000 = 31980000 \text{ руб}$$

6.3 Расчет экономических показателей

На нефтегазоконденсатном месторождении *К* Томской области компания столкнулась с проблемой недостаточного охлаждения входного потока газа в летнее время на установке комплексной подготовки газа, ведущей к снижению физико-химических показателей газа, из-за недостаточной температуры сепарации эксплуатация установки в летний период невозможна.

Монтаж пропан-бутанового испарителя позволит установке комплексной подготовки газа работать в летний период года.

Таким образом, необходимо рассчитать экономический эффект реконструкции действующей установки.

Товарной продукцией УКПГиК является осушенный газ и пропан-бутан технический (таблица 15).

Таблица 15 – Выпуск продукта в сутки

Вариант	Количество
Осушенный газ	2,6 млн м ³ /сут
Пропан-бутан технический	432 т/сут

Таблица 16 – Расчетная таблица прироста прибыли за летний период

Вариант	Количество	Цена	Количество дней	Сумма, руб.
Осушенный газ	2,3 млн м ³ /сут	3,58 руб/м ³	92	757 528 000
Пропан-бутан технический	432 т/сут	6000 руб/т	92	238 464 000
Итого				995 992 000

Прирост прибыли:

$$\Delta\Pi = 995992000 \text{ руб}$$

Годовой экономический эффект от внедрения нового оборудования:

$$\mathcal{E}_{год} = \Delta\Pi - Z_{общ} \quad (18)$$

$$\mathcal{E}_{год} = 995992000 - 31980000 = 964012000 \text{ руб}$$

Срок окупаемости капитальных вложений - это отношение затрат на модернизацию к годовому экономическому эффекту:

$$T = \frac{K}{\mathcal{E}_{год}} = \frac{159900000}{963012000} \approx 0,17 \text{ года} \approx 2 \text{ месяца}$$

Экономическая эффективность – отношение годового экономического эффекта к затратам на создание и внедрение новой системы управления составит:

$$\mathcal{E}_\phi = \frac{\mathcal{E}_{год}}{K} = \frac{964012000}{159900000} \approx 6$$

Результаты технико-экономического обоснования сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Технико-экономические показатели реализации проекта

Наименование статей расходов	Расходы проекта	
	млн. руб.	%
Капитальные затраты:		
Стоимость нового оборудования	130	81,3
Транспортно-заготовительные	6,5	4,1
Проектирование	6,5	4,1
Инженерные работы и обучение	9,1	5,7
Монтаж нового оборудования	7,8	4,8
Итого:	159,9	100
Эксплуатационные затраты:		
Амортизационные отчисления	15,9	50
Затраты на ремонт	3,2	10
Содержание и обслуживание приборов и средств автоматизации	4,8	15
Прочие затраты	8	25
Итого:	31,9	100
Прирост прибыли, руб	995 992 000	
Годовой экономический эффект, руб	964 012 000	
Срок окупаемости капитальных затрат, мес	2	
Экономическая эффективность	6	

Предложенный способ модернизации действующей установки комплексной подготовки газа возведением пропан-бутанового испарителя позволяет установке работать в летний период года. Это дает возможность получать 211,6 млн.м³ осушенного газа и 39,7 тыс.т СПБТ и получить годовой экономический эффект в размере 964012000 руб. Капитальные затраты окупятся в течение двух месяцев. Экономическая эффективность дополнительных капитальных затрат равна 6.

Ниже, на рисунке 22, представлена диаграмма капитальных затрат.

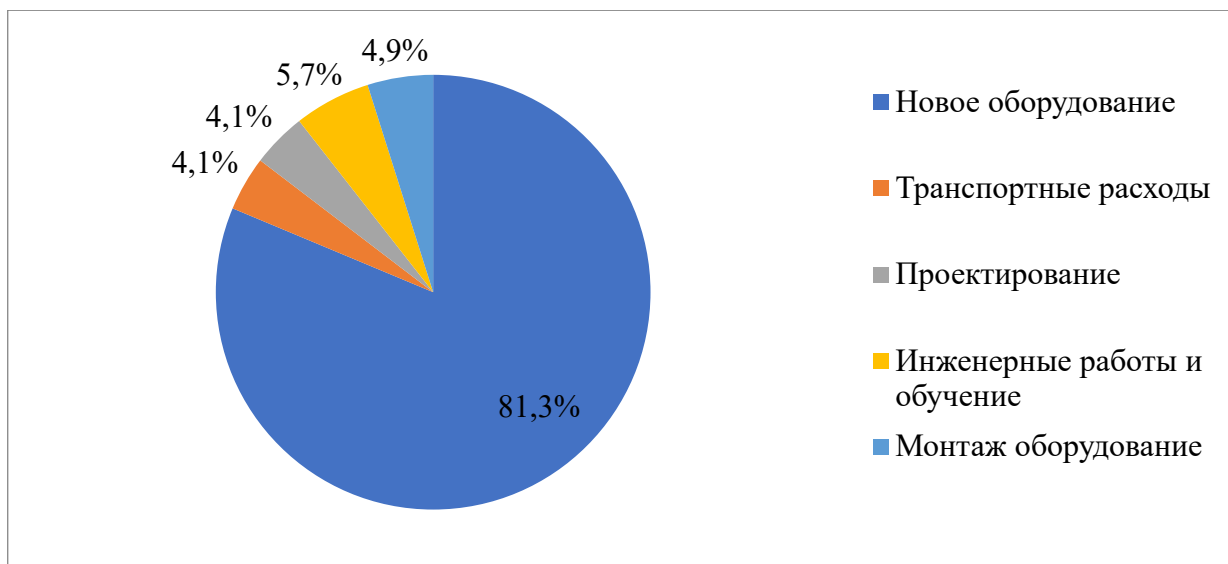


Рисунок 22 – Диаграмма капитальных затрат

Также, на рисунке 23, представлена диаграмма эксплуатационных затрат. На эксплуатационные затраты приходится 31 980 000 руб в целом, а уже на амортизационные отчисления 50% от данной суммы, а также 10, 15 и 25% соответственно на ремонт, содержание и прочие затраты.

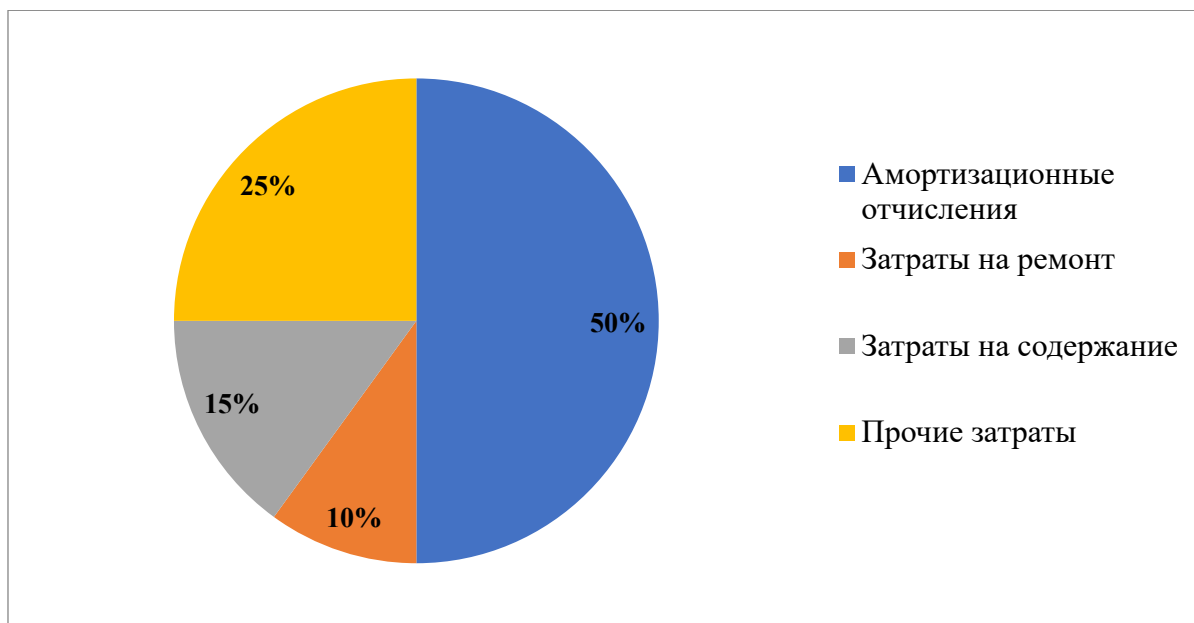


Рисунок 23 – Диаграмма эксплуатационных затрат

7 Социальная ответственность

В магистерской диссертации решается задача обеспечения качества товарного нефтяного газа за счет снижения содержания компонентов C_3 – C_4 путем охлаждения входного потока попутного нефтяного газа на установке комплексной подготовки.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа месторождения *К* Томской области. Область применения: нефтегазовое дело, подготовка попутного нефтяного газа.

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Район НГК месторождения *К* Томской области относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа осуществляется вахтовым методом. Особенности правового регулирования трудовых отношений работников Крайнего Севера и приравненных к ним местностей регулируются значительным числом нормативных правовых актов, среди которых основное значение имеют ТК РФ (гл. 50) [21] и специальный Закон РФ от 19.02.1993 №4520-1 "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" [34].

Для получения установленных трудовым законодательством гарантий и компенсаций необходим трудовой стаж, порядок установления и исчисления которого был определен Правительством РФ и получил отражение в Инструкции о порядке предоставления гарантий и компенсаций лицам, работающим в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, утвержденной Приказом Минтруда России от 22.11.1990 №2 (с последующими изменениями).

Общим правилом является включение в трудовой стаж, дающий право на "северные" гарантии и компенсации, времени работы в этих регионах по

трудовому договору. Вид собственности, организационно-правовая форма работодателя при этом значения не имеют.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Оплата труда работников, работающих вахтовым методом, производится с учетом надбавки за вахтовый метод работы. Размер и порядок выплаты такой надбавки устанавливается:

- нормативными правовыми актами Правительства РФ - за вахтовый метод работы в федеральных государственных органах и учреждениях (ч. 2 ст. 302 ТК РФ) [21];
- нормативными правовыми актами органов государственной власти субъектов РФ - за вахтовый метод работы в государственных органах и учреждениях субъектов РФ (ч. 3 ст. 302 ТК РФ) [21];
- нормативными правовыми актами органов местного самоуправления - за вахтовый метод работы в органах местного самоуправления и муниципальных учреждениях (ч. 3 ст. 302 ТК РФ) [21];
- коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором - за вахтовый метод работы у других работодателей (ч. 4 ст. 302 ТК РФ) [21].

Одной из правовых гарантий работникам северных районов является повышенная оплата труда при помощи районных коэффициентов и надбавках к заработной плате, которые позволяют повысить уровень оплаты труда работающих, где уровень цен, прожиточный минимум значительно выше, чем во многих других местностях (ст. ст. 316, 317 ТК) [21].

Размер районного коэффициента и порядок его применения для расчета заработной платы работников Крайнего Севера и приравненных к ним

местностях устанавливаются Правительством РФ.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место — это зона нахождения работника и средств приложения его труда, которая определяется на основе технических и эргономических нормативов и оснащается техническими и прочими средствами, необходимыми для исполнения работником поставленной перед ним конкретной задачи.

На установке комплексной подготовки газа предусмотрена коллективное рабочее место, то есть несколько технологическую установку.

Рабочее место состоит из:

- Цеха низкотемпературной сепарации;
- Цеха дезтанизации и стабилизации конденсата;
- Основного оборудования;
- Приспособления для безопасности и удобства работы (перегородки лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные организацией производственного процесса.

Процессу труда работника, независимого от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Организация обслуживания рабочего места означает его обеспечение средствами, предметами труда и услугами, необходимыми для осуществления трудового процесса. Основная цель организации рабочего места — достижение высококачественного и экономически эффективного выполнения производственного задания в установленные сроки на основе полного использования оборудования, рабочего времени, применения передовых методов труда с наименьшими физическими усилиями, создания безопасных и

благоприятных условий ведения работ.

Условия, в которых протекает трудовой процесс, оказывают непосредственное влияние не только на его результаты, но и на здоровье человека. Поэтому специалистами изучаются функциональные возможности людей в целях создания оптимальной рабочей среды, т. е. когда достижение высокой производительности и качества труда предполагает обеспечение необходимых удобств и сохранение здоровья работника.

7.2 Производственная безопасность

Выполнение работ на установке комплексной подготовки газа сопровождается вредными и опасными факторами согласно [22], приведенными в таблице 18.

Таблица 18 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работ	Нормативные документы
	Эксплуатация и обслуживание установки комплексной подготовки газа	
1. Повышенный уровень шума;	+	ГОСТ Р 51330.11-99 [29] ГОСТ ИЕС 61140-2012 [27] ГОСТ 12.1.003–2014 [24] ГОСТ 12.1.012–2004 [25] ГОСТ 12.1.007–76 [28]
2. Повышенный уровень вибраций;	+	
3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;	+	
4. Пожаровзрывоопасность;	+	
5. Наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением;	+	
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	

Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Повышенный уровень шума и вибрации

В настоящее время эксплуатация подавляющего большинства технологического оборудования неизбежно связана с возникновением шумов и вибраций различной частоты и интенсивности, оказывающих весьма неблагоприятное воздействие на организм человека.

Допустимые шумовые характеристики рабочих мест регламентируются ГОСТ 12.1.003-2014 [24]. В соответствии с требованиями ГОСТ громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума более 85 дБ приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления. Часто вибрации сопровождаются слышимым шумом.

Гигиенические допустимые уровни вибрации регламентирует ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» [25].

Нормируемые параметры вибрации – среднеквадратичные значения виброскорости в м/с или её логарифмические уровни в дБ в октавных полосах частот. Базовая частота предельного спектра для общей вибрации равна 63 Гц (95 дБ), для локальной - 125 Гц (110 дБ).

В производственных условиях с целью предотвращения вредного воздействия шума и вибрации на организм человека необходимо всегда добиваться, чтобы уровни шума и вибрации не превышали допустимых значений. Снижение шума и вибрации можно достичь следующими методами:

- уменьшение шума и вибрации в источнике их образования;
- изоляция источников шума и вибрации средствами звукоизоляции и звукопоглощения, виброизоляции и вибродемпфирования;
- применение средств индивидуальной защиты.

Средства защиты от шума подразделяют на две группы: вкладыши, вкладываемые в устье слухового аппарата, и наружные противошумы - наушники, шлемы, накладываемые на ушную раковину. Наиболее эффективны вкладыши «Беруши», позволяющие снижать уровень звука на различных частотах от 15 до 30 дБ.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха минус 40 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица. В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

Постановление Администрации Томской области от 11.02.2011 г. №29а регламентирует следующие погодные условия (если работы круглогодичные), при которых работы на открытом воздухе работодателями приостанавливаются (таблица 19) [26].

Таблица 19 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0–5	-35
5–10	-34
Свыше 10	-32

Повышенная загазованность рабочей зоны

Главным источником загазованности рабочей зоны является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, образующиеся при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси. Также выделение газов на наружных площадках и в помещениях может произойти через не плотности

фланцевых соединений, пропуск газа в сальниках, из-за разрушений трубопроводов, не плотностей в оборудовании.

Таблица 20 – Концентрационные пределы воспламенения индивидуальных углеводородов, входящих в состав газа

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
Метан	5–15
Этан	2,9–15
Пропан	2,1–9,5
Бутан	1,9–9,1
Пентан	1,4–7,8
Гексан	1,2–7,5

В каждом отдельном случае обнаружения утечек определяется характер пропуска, объем выделяемого углеводородного газа, направления ветра, серьезность пропуска.

В целях исключения аварий по вине обслуживающего персонала к работе допускаются работники, имеющие специальную подготовку, прошедшие обучение правилам техники безопасности.

В целях предупреждения вредного воздействия углеводородных газов на здоровье человека предусмотрены защитные приспособления, осуществляется контроль воздушной среды.

Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства приведены в таблице 21 [23].

В целях достижения безопасности персонала необходимо соблюдать требования:

- допуска персонала, имеющего специальную подготовку, определенную требованиями норм и правил и квалификацию;
- безопасных приемов и методов труда;
- мер газовой и пожарной безопасности;
- по применению средств индивидуальной защиты (каска, очки, перчатки), средств индивидуальной защиты органов дыхания (противогаз шланговый, противогаз фильтрующий, респиратор) , медицинские средства индивидуальной защиты, средств первичного пожаротушения (огнетушитель углекислотный, огнетушитель порошковый), автоматической системой пожаротушения УКПГ с отработкой приемов их использования,
- к спецодежде из термостойких и антистатичных материалов и индивидуальным средствам защиты.

Таблица 21 – Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, продуктов, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура, °С			Концентрационные пределы распространения пламени, % об.		Характеристика токсичности	ПДК в воздухе рабочей зоны производственных помещений ,
			Вспышки	Воспламенение	Само-воспламенение	Нижний	Верхний		
Природный газ	Г	4	-188	-	550	3	15	Наркотическое воздействие,	300
Нестабильный ГК	Ж	4	-44	-	286	2,5	5,2	Наркотическое воздействие	300
Стабильный ГК	Ж	4	-23	-	233	4,9	5,2	Наркотическое воздействие	300
Смесь ПБТ	Ж	4	-74	-	450	2	9,1	Обморожение	300
Метанол	Ж	3	6	13	440	7,3	36	Опьянение, потеря зрения	5

Опасность поражения электрическим током

Напряжение электропитания УКПГ – трехфазное 380/220 В, частотой 50 Гц по двум вводам от двух независимых источников - основное напряжение - по I категории.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 22.

Таблица 22 – Воздействие тока на человека

Сила тока, проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток 50–60Гц	постоянный ток
0,5–1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2–3	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5–7	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8–10	трудно, но еще можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20–25	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	еще большее усиление нагрева
50–80	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги
90–100	остановка дыхания, при длительном воздействии следует остановка сердца	остановка дыхания

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения.

Согласно ГОСТ ИЕС 61140-2012 [27] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Опасность механических повреждений

При работе на УКПГ обслуживающий персонал подвергается опасности получения механических повреждений. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

В целях достижения безопасности персонала необходимо соблюдать требования:

- оформлять наряд-допуск на проведение работ повышенной опасности;
- работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением предохранительного пояса;
- узлы, детали, приспособления и элементы технических устройств, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета;
- открытые движущиеся и вращающиеся части технических устройств ограждаются или заключаются в кожухи; такие технические устройства должны быть оснащены системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск их в работу при отсутствующем или открытом ограждении;
- снятие кожухов, ограждений, ремонт технических устройств проводится только после отключения электроэнергии, сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение

их в движение вследствие ошибочного или самопроизвольного включения аппаратов, под действием силы тяжести или других факторов; на штурвалах задвижек, шиберов, вентилей должны быть вывешены плакаты "Не открывать! Работают люди", на пусковом устройстве обязательно вывешивается плакат: "Не включать, работают люди".

7.3 Экологическая безопасность

В процессе разработки месторождений в системе добычи, сбора, подготовки и транспорта газа проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, систему диагностики газопромыслового оборудования и трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии сбора и промышленной подготовки газа.

Защита атмосферы

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений являются:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- разработанный план действий при аварийной ситуации.

Строительство и запуск в работу установки комплексной подготовки газа позволило сократить сжигание попутного нефтяного газа, выделяющегося в процессе ее подготовке к транспортировке на установке подготовки нефти.

Защита поверхностных и подземных вод

Отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтегазодобычи оказывают разливы нефтепродуктов и вод с высокой минерализацией. При попадании нефтепродуктов в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

На нефтегазоконденсатном месторождении *К* осуществлен ряд мероприятий, способствующих снижению вредного воздействия и охране водных ресурсов:

- производится очистка промышленных стоков и дальнейшая их закачка в пласт на узле закачки очищенных стоков;
- созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики).

Защита литосферы

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц.

Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%. Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ. Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше 1/3 диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Анализ возможности возникновения чрезвычайных ситуаций:

- повышенная температура воздуха, оборудования и т.д.;
- открытый огонь, искры;
- ударная волна;
- шаговое напряжение;
- обрушение и повреждение оборудования, конструкций зданий, коммуникаций, установок.

Ведение технологического процесса на УКПГ связано с осушкой природного газа, в состав которого входят углеводороды C_1-C_6 , образующие с воздухом взрывоопасные смеси.

Помещение блока низкотемпературной сепарации УКПГ относится к взрывоопасным установкам, класс взрывоопасной зоны В–1а [30] и рассчитано на взрывоопасную, пожароопасную рабочую среду - природный газ класса опасности 4 по [28], категории взрывоопасности ПА и группы взрывоопасной смеси Т2 по ГОСТ 51330.11-99 [29]. Категория пожарной опасности установки в соответствии с НПБ 105–03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [30] - «А» (повышенная взрывопожароопасность).

Возможными причинами и источниками пожаров и взрывов на рабочем месте могут быть:

- нарушение правил пожарной безопасности;
- нарушение герметичности установленного оборудования и трубопроводов;
- утечки газа;
- разрывы трубопроводов;
- пробой фланцевых соединений;
- нарушение правил эксплуатации электроустановок.
- наличие источников открытого огня и нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов.

Наиболее вероятный вид чрезвычайной ситуации является разгерметизация технологического оборудования с пропуском газа во фланцевых соединениях из-за превышения давления.

Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;

- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений, превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Отсечь аварийный участок, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам.

Выводы

В разделе были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности установке комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатного месторождения *К* Томской области, которая является опасным производственным объектом.

Разобраны основные опасные и вредные факторы, возникающие при ведении технологического процесса. Определены причины их возникновения, изучены предельно-допустимые концентрации и степень влияния на человека. Для каждого фактора были рассмотрены необходимые меры для защиты работников и снижения негативного влияния на них.

При написании экологической безопасности на производстве были выявлены источники загрязнения окружающей среды, атмосферного воздуха и

поверхностных и подземных вод продуктами деятельности УКПГ. Разработаны мероприятия для минимизации воздействия на окружающую среду.

Определены основные виды аварий и чрезвычайных ситуаций, возникающих при эксплуатации объекта, были выявлены возможные причины аварий и разработаны инструкции для работников при ликвидации ЧС. Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо регулярно проверять исправность основного технологического оборудования, до каждого сотрудника довести планы ликвидации последствий возможных аварий и проводить тренировки.

Разработанный комплекс мер может быть использован на установке подготовки газа для более безопасного и безвредного ведения технологического процесса.

Заключение

На нефтегазоконденсатном месторождении *К* Томской области методом утилизации попутного нефтяного газа является его комплексная подготовка на установке и закачка в единую газотранспортную сеть, а также получение и реализация смеси пропан-бутан технического. Эти методы помогают добиться снижения сжигания попутного газа до 2 % от объема его добычи.

В работе решалась задача обеспечения качества товарного нефтяного газа на нефтегазоконденсатном месторождении *К* в летний период времени. Были рассмотрены основные технологии отбензинивания газа, проведено моделирование в программном комплексе Aspen HYSYS и выполнен сравнительный анализ методов подготовки попутного нефтяного газа.

Установлено, что использование технологии низкотемпературной абсорбции, где в качестве поглотителей использовались стабильный и нестабильный конденсат на установке комплексной подготовки газа не целесообразно. Недостаточно низкая температура в абсорбере не обеспечит снижение содержания компонентов C_3 - C_4 .

Понижения содержания компонентов C_3 - C_4 можно добиться с помощью дополнительного охлаждения потока нефтяного газа, входящего на установку подготовки, по технологии низкотемпературной конденсации с внешним холодильным циклом. Данная технология позволила получить дополнительное охлаждение входного потока газа на 13 °С за счет дросселирования смеси пропан-бутана технического с 8 МПа до 0,1 МПа в испарителе на входе в установку подготовки газа, что привело к повышению качества и снижению температуры точки росы по углеводородам для товарного газа с 0 °С до минус 23 °С.

Преимущество данной технологии заключается в том, что для охлаждения газа используется смесь пропан-бутана технического, полученного непосредственно на промысловой установке стабилизации конденсата.

Таким образом, технология низкотемпературной конденсации позволит установке комплексной подготовки газа работать в летний период времени.

Полученные результаты моделирования в программном комплексе подтверждены математическим расчетом пропан-бутанового испарителя по методу Кузнецова и Судакова. Было выявлено, что для получения необходимой температуры входного потока нефтяного газа, необходим расход смеси пропан-бутана технического порядка 18 т/ч.

Для расчета экономической эффективности установки пропан-бутанового испарителя был произведен подбор реального аппарата.

По значению поверхности теплообмена, равного 68,4 м², полученного расчетом по методу Кузнецова и Судакова, был произведен подбор реального пропан-бутанового испарителя. Выбран испаритель марки 1000ИХ-I-10-1,6-M1/25Г-4-4-У-И производства ЗАО «НЕФТЕГАЗХИММАШ» с кожухом диаметром 1000 мм, на условное давление в трубах 10 МПа. Поверхность теплообмена данного испарителя составляет 69,3 м², что соответствует расчетным значениям.

Таким образом, модернизация действующей установки комплексной подготовки газа даст возможность дополнительно получать 211,6 млн.м³/год осушенного газа, 39,7 тыс.т/год СПБТ. Годовой экономический эффект составит 964 млн. рублей, а капитальные затраты по установке испарителя окупятся в течение двух месяцев.

Список использованных источников

1. Соловьянов, А. А. Попутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегии использования: учебное пособие / А. А. Соловьянов, В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Интеллект, 2013. – 208 с.
2. Бекиров, Т. М. Технология обработки газа и конденсата / Т. М. Бекиров, Г. А. Ланчаков. – М.: Недра, 1999. – 596 с.
3. Effect of Fuel Composition on the Operation of a Lean-Burn Natural Gas Engine / Clark, Nigel N., Mott, Gregory E., Atkinson, deJong, Remco J. and et. // Society of Automotive Engineers, Inc. – 1995. – P.123-131.
4. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам Технические условия. –М.: ОАО «Газпром», 2011. – 12 с.
5. Ширковский, А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов / А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1987. – 309 с.
6. Колокольцев, С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография / С. Н. Колокольцев. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.
7. Писарев, М. О. Оптимизация процесса разделения углеводородов в аппаратах установки низкотемпературной сепарации газа в динамических условиях: дис. канд. техн. наук: / М. О. Писарев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2016. – 182 с.
8. Басниев К.С., Энциклопедия газовой промышленности / К.С. Басниев. – М.: ТВАНТ, 1994. – 884 с.
9. Ширяев, Е. В. Сравнительный анализ технологий осушки газа при обустройстве газового месторождения Каменномысское-Море / Е. В. Ширяев, Т. В. Юрецкая // Молодой ученый. – 2015. – №11. – С. 472-474.

10. Гриценко, А. И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А. И. Гриценко, В. А. Истомин, А. Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
11. Тронов, В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В. П. Тронов. – Казань: ФЭН, 2002. – 407 с.
12. Щербатюк В.М. Промысловые установки подготовки топливного газа /В.М. Щербатюк // Сфера Нефтегаз. – 2006. – №1. – С. 25-31.
13. Технология промысловой подготовки газа [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://designtest.lms.tpu.ru/mod/book/view.php?id=14799>
14. Крель, Э. Руководство по лабораторной ректификации / В.М. Олевский. – М.: Издательство иностранной литературы, 1960. – 458 с.
15. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2012. – 12с.
16. ГОСТ Р 52087-2018. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2018. – 10 с.
17. Кузнецов О.А. Основы работы в программе Aspen HYSYS: Учебное пособие / О.А. Кузнецов. – М.: Директ-Медиа, 2015. – 153 с.
18. Кузнецов А.А., Судаков Е.Н. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие / А.А. Кузнецов, Е.Н. Судаков. – М.: Химия, 1983. – 224 с.
19. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 1999. – 17 с.
20. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. – М.: Стандартинформ, 2004. – 14 с.
21. Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ (ред. от 05.02.2018).
22. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2019. – 12 с.
23. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Казанского нефтегазоконденсатного месторождения». 2018. – 567 с.

24. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности – М.: Стандартинформ, 2015. – 27 с.
25. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2008. – 26 с.
26. Официальный интернет-сайт муниципалитета г. Томска. [Электронный ресурс] / Постановления Администрации Томской области от 11.02.2011 г. No29а. Режим доступа: <http://www.admin.tomsk.ru/docbase/regiondoc.nsf/url/AP201129>
27. ГОСТ ИЕС 61140-2012. Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования. – М.: Стандартинформ, 2014. – 24 с.
28. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.). – М.: Стандартинформ, 2007. – 7 с.
29. ГОСТ Р 51330.11-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. – М.: Стандартинформ, 2003. – 9 с.
30. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: ГУГПС и ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. – 24 с.
31. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – М.: ГОСЭНЕРГОНАДЗОР, 1995. – 46 с.
32. РД 39-22-113-78. Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности. – М., 1979. – 19 с.
33. ПБ 08-624-03. Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ПИО ОБТ, 2003. – 167 с.
34. ФЗ РФ от 19 февраля 1993 г. №4520-I (ред. от 07.03.2018) "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях"

Приложение А

THE LITERARY REVIEW ON ASSOCIATED PETROLEUM GAS TREATMENT TECHNOLOGIES

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Самарин Алексей Александрович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	К.Х.Н., С.Н.С.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ИШПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Миронова В.Е.			

Introduction

Associated petroleum gas is a valuable energy and chemical resource. Therefore, in order to preserve its potential, it is important to prepare it qualitatively in the field conditions in accordance with the chosen direction of use. At the same time, it is necessary to ensure high consumer quality of gas, and economically justified costs.

The government of the Russian Federation has decided that the use of associated petroleum gas should be at least 95% of its production. Not all methods of utilization of associated petroleum gas are effective for different volumes and conditions of production of fields, you should take into account their advantages and disadvantages, as well as the features and effectiveness of each method.

One of the ways to use oil or gas is to prepare it and pump it into the pipeline. The gas must be prepared by means of special technologies.

Low-temperature separation method

The method consists of lowering the temperature of the reservoir gas flow by throttling the excess pressure and separating the formed liquid and gas phases, as well as the vortex effect. The main parameters that affect the efficiency of the low-temperature separation process are pressure, temperature, the composition of the initial mixture, the degree of equilibrium of the system during separation, and the efficiency of the separator. When analyzing the reasons for the low efficiency of industrial installations, attention was paid mainly to the low efficiency of separation devices and violations of the temperature regime of low-temperature separation [2].

As the field is developed for depletion, it would be necessary to reduce the separation temperature in order to maintain the specified level of production of liquid hydrocarbons from the ever-decreasing composition of the initial mixture. Therefore, the decrease in the efficiency of low-temperature separation during operation is objectively influenced simultaneously by two factors: the composition of the reservoir mixture and increasing the separation temperature.

The gas is cooled by throttling, i.e. the Joule-Thomson effect is used. The throttling process is enthalpy and under thermobaric conditions of operation of installations for gas condensate deposits of Northern fields leads to a significant

decrease in the temperature of the processed gas: 3-4.5 °C to 1 MPa. Gas expansion in a turbo expander (an isentropic process) allows more efficient use of the gas pressure drop [7].

Abroad, the method of low-temperature separation was first tested in the United States for the extraction of liquid hydrocarbons from the production of wells of gas-condensate fields in 1950 [8].

Currently, the main low-temperature process of field gas preparation in gas condensate fields in Russia is the process of low-temperature separation with gas cooling due to gas expansion. Gas expansion can be performed in two ways: without performing external work – expansion in the throttle (throttling); with performing external work – expansion of the gas in the expanders (expanders) [6].

Throttling of gas

The phenomenon of changing the temperature of a real gas when it is throttled is called the throttle effect, or the Joule Thomson effect. The throttle effect is considered positive if the gas is cooled during throttling, and negative if the gas is heated.

The gas temperature at which the throttle effect vanishes is called the inversion temperature. Most gases have a high inversion temperature and are cooled by throttling. Hydrogen and helium have a negative throttling effect, which, unlike other gases, are heated during throttling.

The process of throttling is isoenthalpic and at typical temperature and pressure conditions of functioning of commercial systems for gas condensate deposits of the Northern fields leads to a significant reduction of the temperature of the treated gas (in the range of 3-4.5° C to 1 MPa, and the differential value of the throttle effect depends on the composition of the gas condensate mixture and increases with decreasing gas temperature before throttle). The simplest version of the low-temperature separation technology is shown in figure 1 [10].

The schematic diagram of the low-temperature separation technology presented in figure 1 should be called a two-stage gas separation scheme. There can be more than two stages of gas separation. So, if you include an additional intermediate separator in the technology system before the throttle (after the heat exchanger 2 before the throttle 3), natural gas separation will become a three-stage process [10].

Gas expander

The degree of hydrocarbons recovery in low-temperature separation processes depends on such a factor as the temperature level that is reached during the expansion of the raw gas and the efficiency of the expansion device. Thus, the expansion of gas with a pressure drop from 11 to 3.5 MPa on the throttle valve causes a decrease in the temperature in the separator, which in turn gives the C₃₊ hydrocarbons extraction of no more than 70%. The use of an expander with the same pressure drop makes it possible to reduce the temperature in a low-temperature separator and increase the recovery rate to 82% [11].

The operation of turbo-expander units designed to produce cold in low-temperature separation plants is based on the principle of polytropical gas expansion with external operation. External work can be used to rotate the compressor shaft, in which the gas is pressed to a pressure equal to the pressure in the gas pipeline [12].

The cooling capacity of the turbo-expander unit depends on the degree of gas expansion and ensures the maintenance of a low-temperature gas separation mode at the low-temperature separation at the final stages of field operation. Turbo-expander units are used to cool the gas when its isentropic expansion of the gas occurs deeper cooling the gas in the gas industry. Moreover, the lower the pressure, the greater the difference in gas temperatures for different expansion methods. Currently, it is one of the most effective modernizations [12].

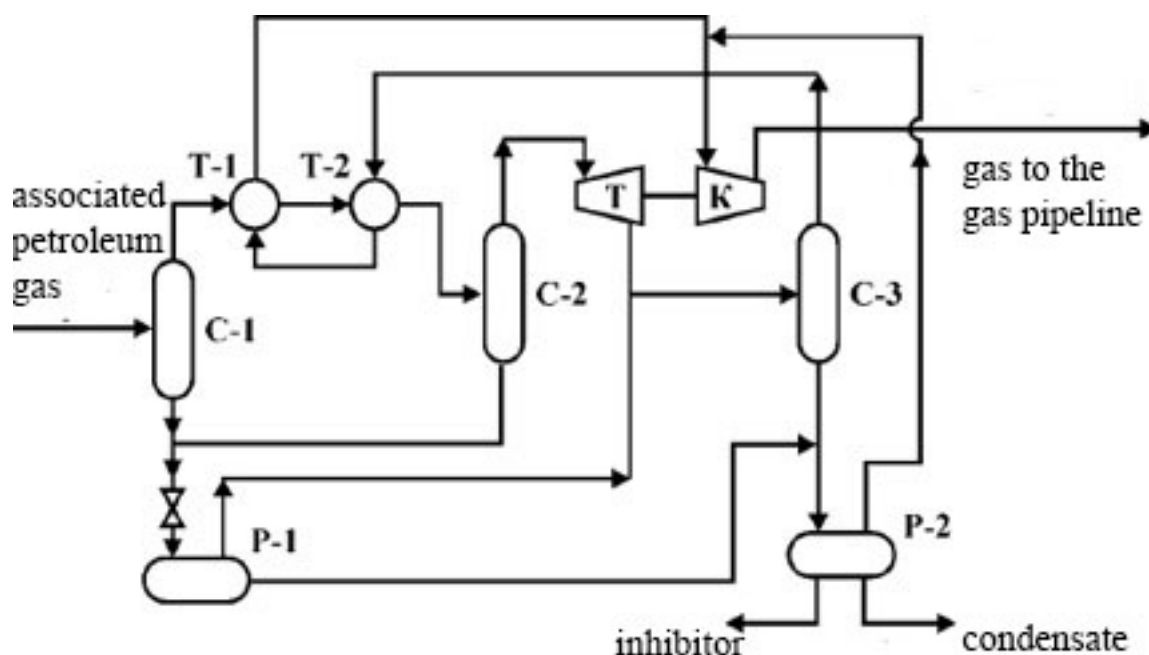


Figure 2 – Technological scheme of low-temperature installation with turbo expander [10]:

C-1, C-2, C-3-separators; T-1, T-2-heat exchangers; T-turbo expander; K-compressor; P-1, P-2-liquid separators

Supersonic gas separation

Supersonic separator (3S-separator) is a thermal gas-dynamic separator, the channel of which is implemented in supersonic flow. Due to the implementation of high speeds corresponding to the Mach number from 1.3 to 2, it is possible to lower the gas temperature by 70°C and more degrees, and thus provide conditions for condensation and separation of heavy fractions contained in the gas. These separators are used in the oil and gas industry to extract target fractions from natural gas, such as hydrocarbon condensate, propane-butane and ethane fractions. The diagram of the supersonic separator is shown in figure 3 [13].

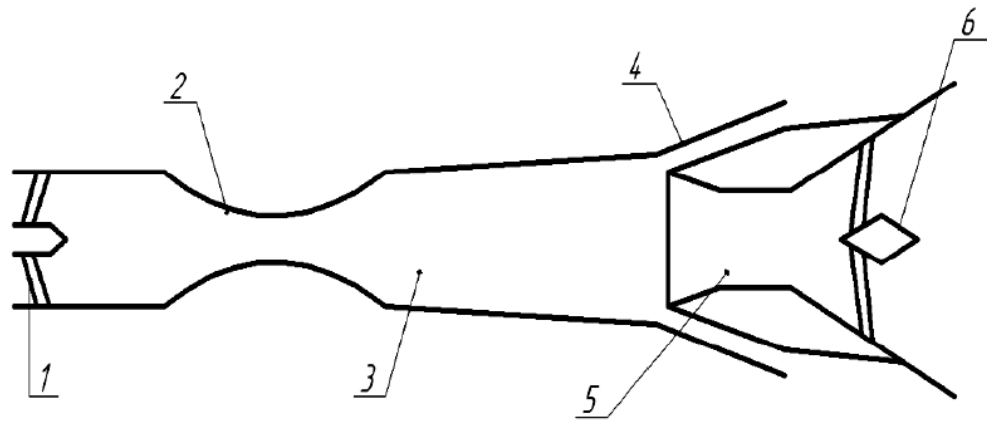


Figure 3 – Technological scheme of a 3S-separator [13]:

1-swirling device; 2-Laval nozzle; 3-working section; 4-two-phase gas-liquid separator; 5-diffuser; 6-guide device

In such a separator, the input gas flow is spun in the blades of a stationary swirler 1, then the swirled flow is accelerated to supersonic speed in a supersonic Laval nozzle 2. In a supersonic flow, a strong cooling of the gas occurs due to the conversion of the potential gas energy into kinetic energy. The cooled flow is directed to the working part 3, where the condensation of heavy fractions of natural gas and water occurs. Formed drops due to centrifugal forces in connection with the twist of the flow, move to the walls of the working part. At the outlet of the working part, a central core of the flow is formed, cleared of the target fractions, and on a wall there is two-phase boundary layer consisting of liquid hydrocarbons, water and gas, which is removed by a two-phase gas-liquid separator. By means of slotted selection, the two-phase wall layer is separated from the flow core and sent to the diffuser 5, where the flow is inhibited [13].

Vortex effect

An alternative method of low-temperature separation is the use of installations based on the Rank-Hilsch vortex tube. The essence of the vortex effect is the separation of gas when spinning in a cylindrical or conical chamber into two fractions. On the periphery swirling flow with higher temperature is formed, while in the center – swirling cooled flow, and rotation in the center is different from that of the periphery. Figure 1 shows one of the possible designs of a vortex tube. It was discovered by the

French engineer Rank in 1931 and experimentally studied by the German physicist Hilsch in 1946. The beginning of the real application of this effect in technology falls in the mid-fifties, primarily in low-consumption vortex pipes of individual air conditioning, where the working body was the air. Since then, the range of performance and application of vortex pipes has been expanded in chemical, gas and other high-performance industries [12].

Vortex devices are attractive by their extreme simplicity and reliability in operation - they do not have moving parts. The main elements of a vortex tube are shown in figure 4: a vortex chamber with a tangential nozzle inlet, a diaphragm adjacent to the chamber, and a valve at the hot end of the pipe to ensure the necessary flow ratio. The device works as follows: the compressed gas, expanding in the nozzle, accelerates to the speed of sound and intensively twists. In this case, a high-speed vortex flow is formed in the working volume of the VT, in which the Ranque-Hilsch effect occurs.

Internal cooled gas layers are removed through the diaphragm in the form of a cold stream, and the peripheral heated ones – in the form of a hot stream [12].

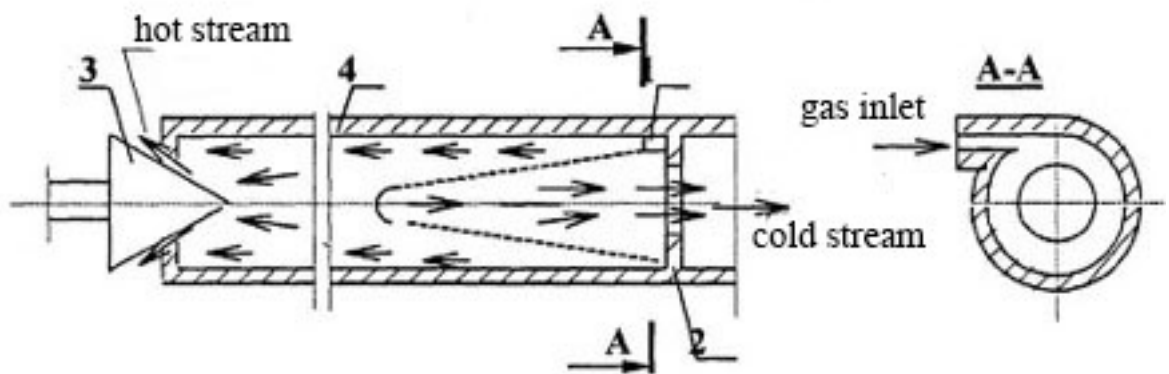


Figure 4 – Main elements of the vortex tube [12]

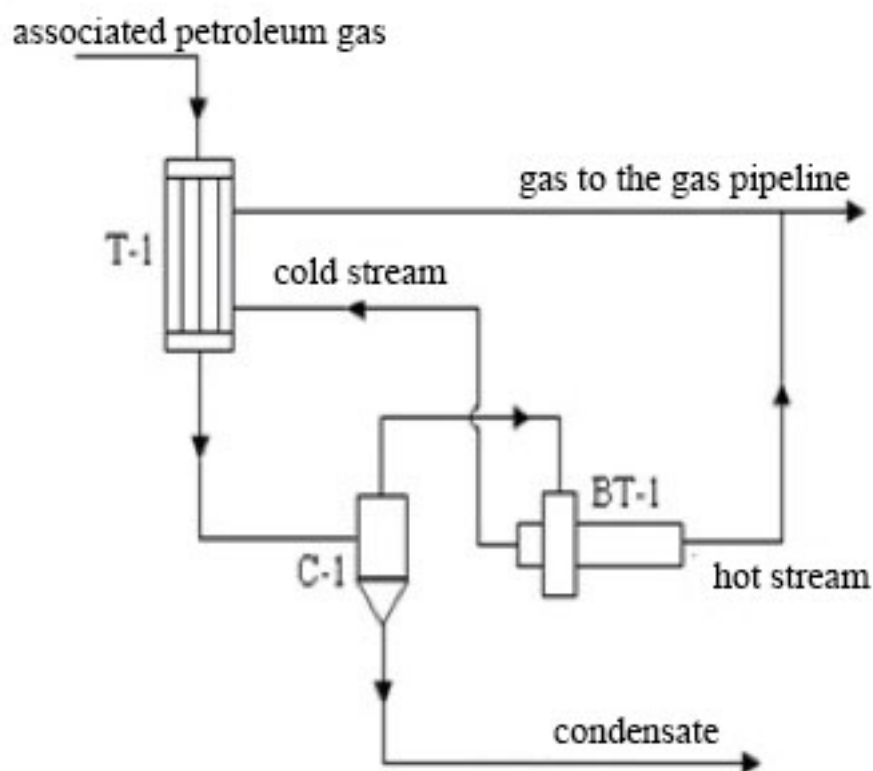


Figure 5 – Technological scheme of a low-temperature separator with a vortex tube [12]

High-pressure gas, such as natural gas (low-temperature separation plants) or purge gas from chemical plants, enters the heat recovery exchanger T-1, where it is cooled by a cold gas flow coming from the vortex tube BT-1. When the temperature of the source gas decreases, the components condense to form a liquid, which is separated in the separator C-1. Then the gas enters the vortex tube BT-1, where it expands with simultaneous twisting and splitting into two streams – cold and hot (the Ranque – Hilsch Effect). The cold stream (about 70% of the total amount of gas) is sent to the heat exchanger T-1, where it gives its cold to the source gas. At the exit from the T-1, both streams are mixed and then all the gas is supplied either to the consumer or is used for combustion [12].

Low-temperature condensation

At the present time the recovery of the high molecular weight constituents of hydrocarbon gases is commercially obtained by absorption or adsorption methods. Both these methods involve the removal and purification of the absorbed or adsorbed

constituents. These separation methods are expensive, require heavy investment in apparatus, and the separation is not of high quality.

Low temperature methods are in commercial use for separation of air and other gases, and found especially useful in the separation of gas mixtures such as natural gas containing methane, ethane, propane, butanes, and even higher molecular weight hydrocarbons.

The usual low temperature fractionation operation is difficult to perform for separating hydrocarbons at a reasonable cost because of the extreme temperature range through which the operation must be carried out. For example, the stabilized liquid product, containing the heavier constituents, will sometimes have a temperature of about 140 °C. and even higher while the light constituents or overhead product may be recovered at a temperature of about -55 °C; or even lower [9].

The process of low-temperature gas condensation can be characterized as a process of Isobaric cooling (provided that some pressure loss is ignored when the gas passes through pipelines and technological circuit devices) to temperatures at which a liquid phase occurs at a given pressure.

In the process of low-temperature gas condensation, cooling is continued only to the specified degree of condensation of the vapor phase (source gas). This degree is determined by the required depth of extraction of the target components from the gas and is achieved using a certain final temperature of the cooling process, which depends on the composition of the source gas and the pressure in the system. This temperature is achieved by supplying the calculated amount of cold to the desired potential.

Technological schemes of gas processing by the method of low-temperature condensation can be systematized according to the following factors: the number of main separation stages, types of cold sources, types of target product produced.

According to the type of cold sources low temperature condensation schemes are as follows: schemes with an external refrigerating cycle, with an internal refrigerating cycle and with a combined refrigerating cycle, in which both external and internal refrigerating cycles serve as sources of cold [14].

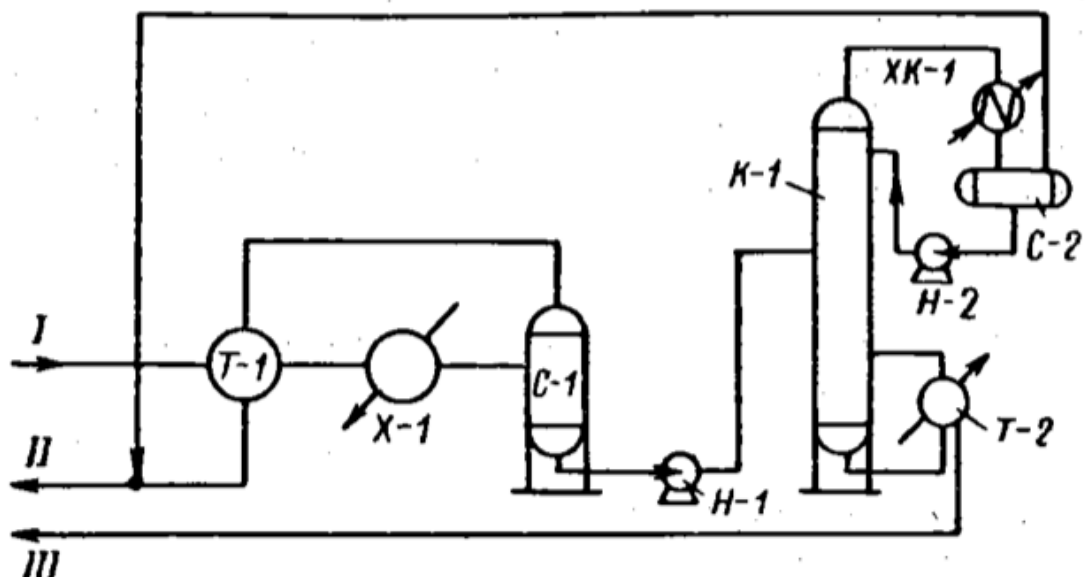


Figure 6 – Technological scheme of the low-temperature condensation method [14]:

K-1-rectification column; T-1-heat exchanger; T-2-boiler; X-1-propane gas refrigerator; XK-1-condenser-refrigerator; C-1-separator; C-2 reflux tank; H-1, H-2 pumps; I-source gas; II-refueled gas; III-unstable condensate

Adsorption method

The basis of adsorption is the selective property of solid porous substances (adsorbents) to absorb the liquid phase. With the help of adsorption plants, in addition to gas drying, condensate of hydrocarbons is captured. Activated carbon, zeolites (molecular sieves), bauxite, silica gel, and alumogel are used as adsorbents. These adsorbents are made in the form of balls and granules to reduce the hydraulic resistance in the layer through which the gas is passed [9].

Adsorption methods provide the possibility of deep extraction of heavy hydrocarbons, but at the same time have a higher cost due to the fact that periodic replacement of the adsorbent is required.

Simultaneous adsorption drying and topping are the most optimal ways to prepare high-pressure gas from an economic point of view (when a low dew point temperature is required). This method provides high-quality gas preparation for long-distance transport at an acceptable cost, eliminates the supply of undrilled gas to the gas pipeline, which is likely with glycol drying. In contrast to low-temperature separation, the efficiency of which decreases as the condensate factor of raw gas

decreases, adsorption plants are effective for drying and topping natural gas with a content of C_{6+} hydrocarbons from 0.5 to 7.5 g/m³. At the same time, the adsorption drying technology is a waste-free, environmentally friendly process that eliminates environmental pollution. There is no emission of aromatic hydrocarbons into the atmosphere during the regeneration of the desiccant, as well as their entry into the gas pipeline together with the desiccant, which is characteristic of the process of glycol gas drying [9].

It is believed that the adsorption process of preparing gas for processing is metal-intensive and expensive compared to the absorption process, which is widely used in the fields. But a higher degree of moisture extraction from the gas and the absence of absorbent vapors in the drained gas, which can condense in the strapping pipelines and devices during the gas cooling process (not to mention entrainment), make this process reliable, stimulate its improvement and widespread use in factory gas processing.

The feasibility of using a particular adsorbent for drying and purifying natural gas depends on many conditions and is determined by factors such as plant performance, gas composition, concentration of C_{6+} hydrocarbons, sulfur compounds and other impurities, as well as consumer requirements for the purified gas.

In addition, the process of adsorption, drying and purification is less sensitive to likely seasonal spikes in gas consumption and to changes in raw gas parameters such as temperature and pressure compared to other gas treatment technologies.

The schematic diagram of the installation is shown in figure 7 [12].

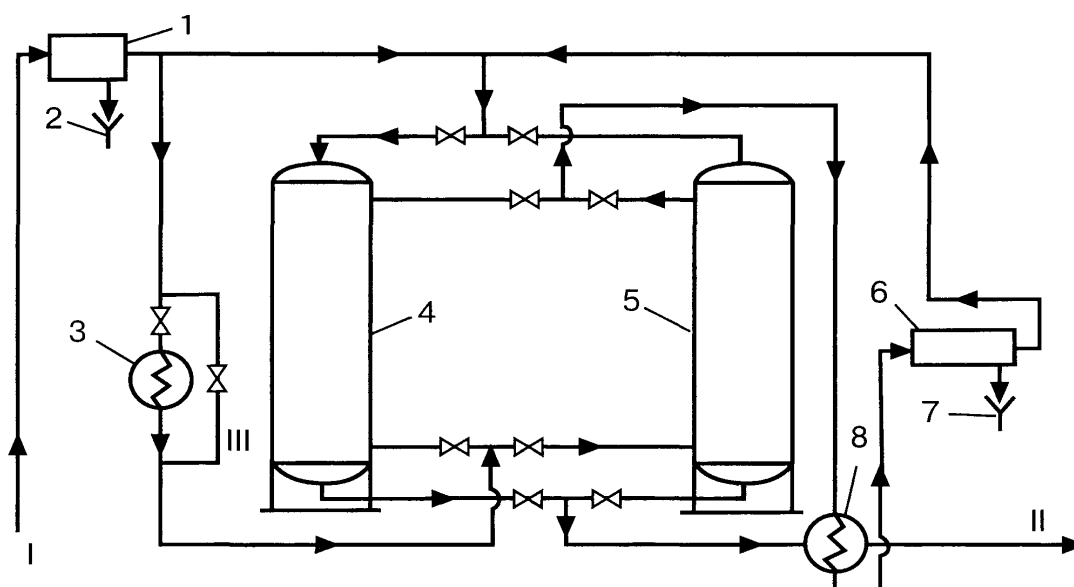


Figure 7 – Technological scheme of gas drying with solid absorbers [12]:

1– water collector; 2, 7-funnel; 3-tube heater; 4, 5 – adsorbers; 6-separator; 8-heat exchanger flows: I – wet gas; II – drained gas; III-bypass line

Absorption method

Absorption is based on the ability of absorbents to absorb mainly heavy hydrocarbons from natural gas and give them away when the heated. The absorbers in this case are oil, kerosene, ligroin and heavier fractions of the extracted condensate, glycol.

In the first absorption column, the gas that moves up is irrigated by the absorbent flowing down the plates, gives it heavy hydrocarbons and is sent to its destination. The saturated absorbent flows through the heat exchanger to the desorber, where heavy hydrocarbons are evaporated from it.

The recovered absorbent, which has given off heat in heat exchangers and refrigerators, is returned to the absorption column by pump. Heavy hydrocarbon vapors are captured in the upper part of the desorber, condensed and sent for further processing. Fully automated absorption plants allow for fairly complete extraction of condensate from natural gas.

For absorption drying, diethylene glycol and triethylene glycol are mainly used today. Gas absorption drying installations are the simplest. But, nevertheless, this method does not provide a "dry" mode of operation of gas pipelines. It is explained by the following: during the process of drying, the gas is saturated with glycol vapors at

higher temperatures than the temperature to which it is cooled during transportation. In this regard, even in the complete absence of glycol entrainment with the drained gas in a drip form, glycol vapors will condense in the gas pipeline. The amount of the formed liquid phase will be greater than the condensed glycol, which is explained by the mutual solubility of the system components and changes in its equilibrium conditions [9].

Glycol drying provides moderate indicators of the dew point on water (up to minus 30°C). The presence of heavy C6+ hydrocarbons in the gas composition limits the possibility of using this technology due to the inability to provide the required dew point temperature for hydrocarbons. This circumstance is also a serious disadvantage of the glycol gas drying technology.

Figure 8 – Technological scheme of natural gas drying [12]:

Figure 8 shows the technological scheme of natural gas drying, in which after the primary separation, the gas contacts with moisture steamed and condensed from the saturated absorbent, followed by secondary separation of the gas from the drop moisture.

The crude gas from the well is fed to the primary separation into the separator 1, where the drop moisture is separated from the gas. After that the gas with the drop moisture carried away from the primary separation stage containing dissolved salts is fed to the contactor 2. The gas is contacted with the water that is steamed and condensed at the regeneration stage, which does not contain salts. As a result, the gas with a drop moisture with a reduced concentration of salts after separation in the unit 3 enters the absorber 4 for drying feed for to the regenerator 5 [12].

Conclusion

This section discusses technologies for the preparation of associated petroleum gas. These technologies ensure efficient processing of natural gas. Technologies can be used both for natural gas purification and for extracting individual fractions from natural gas.